(34)

DOCUMENT: 860-244/007

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS WITH RESPONSIBILITY FOR LABOUR MARKET MATTERS

Communiqué

Conference

March 22, 1989
TORONTO, Ontario

COMMUNIQUÉ

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS WITH RESPONSIBILITY FOR LABOUR MARKET MATTERS

A meeting was held today of Provincial-Territorial Labour Market Ministers to discuss the critical labour market issues facing Canadians. The ministers agreed that there was a pressing need to introduce a flexible, effective human resource strategy to address these issues and expressed their concerns following the cancellation by the federal government of the previously scheduled Federal-Provincial-Territorial Labour Market Ministers' Meeting.

In the new global economy and in light of the Canada-U.S. Free Trade Agreement, the ministers stated that well trained human resources will be the key to competing successfully. Significant investment in human resources must be the number one priority of all governments if the adjustment challenges and potential opportunities of technological change and new trading arrangements are to be met.

The ministers expressed their regret at the cancellation by the Federal Minister of Employment and Immigration and called upon her to meet with a delegation of Provincial Ministers before the federal budget is tabled to discuss a human resource strategy that includes renegotiated training agreements, and the provision of labour adjustment programs.

Further, the ministers agreed that after the federal budget is tabled, a Federal-Provincial-Territorial Ministers' Meeting should be held. Bilateral negotiations based on multilateral principles should begin immediately thereafter, with individual provinces and territories to discuss specific issues of concern to each jurisdiction. This would be followed by a Fall Federal-Provincial-Territorial Ministers' Meeting to review progress of the negotiations.

.../2

Provinces and territories pressed the federal government to renew its commitment to human resource development, and to work with them to develop a strategy that will lead to a highly skilled workforce in Canada.

It was noted that for the past three years, provincial and territorial governments have been providing timely and forward-looking advice on human resource policies and have put forward a multilateral position for a new federal-provincial-territorial training partnership.

Provincial-Territorial Ministers committed to intergovernmental co-operation by sharing information in human resources development, sharing successes in training approaches and exchanging ideas on what labour market adjustments are required.

Areas for interprovincial action include activities to fight illiteracy in the workplace, an exchange of ideas on integrating labour and industrial adjustment and co-operative efforts in apprenticeship training.

The following specific issues were recommended by the ministers for federal action:

- The federal government is urged to make labour adjustment policy a high priority and to increase its investment in developing a skilled workforce in Canada

.../3

- The need for greater flexibility within federal programs is a high priority. All federal programs and policies in this area should be examined jointly to ensure that they are flexible enough to meet the labour market challenges facing the various regions of the country.

- Training opportunities must be expanded by adopting new arrangements that will strengthen the federal-provincial training partnership and will involve more directly employers, labour unions, community organizations and our other training partners, in addition to the well-established public institutions.

- Continued support for a growing and flexible apprenticeship system in Canada.

- An adequate level of income support be made available to all those who require vocational training.

- Funds should be allocated for language training to the level required in response to the needs of those who wish to have access to the Canadian labour market.

At the meeting, a report "Meeting the Adjustment Challenges" was released. The report outlined labour market adjustment concerns and suggested appropriate strategies to meet these concerns.

DOCUMENT: 860-244/008R

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS WITH RESPONSIBILITY FOR LABOUR MARKET MATTERS

MEETING THE ADJUSTMENT CHALLENGE

A JOINT POSITION PAPER OF MINISTERS WITH RESPONSIBILITIES FOR LABOUR MARKET MATTERS

Conference

March 22, 1989
TORONTO, Ontario

MEETING THE ADJUSTMENT CHALLENGE

A JOINT POSITION PAPER OF MINISTERS

WITH RESPONSIBILITIES FOR LABOUR MARKET MATTERS

MEETING THE ADJUSTMENT CHALLENGE

I INTRODUCTION

The labour market adjustment challenges facing Canada have never been greater. Lagging productivity growth, higher skill requirements and a mismatch of skills and job opportunities are putting pressure on our economy and on our capacity to compete internationally. Heightened competition under the GATT arrangements, the free trade agreement with the United States, and world monetary trends are accelerating the rate of economic change and shortening the response time to adapt to these changes.

Great regional variations persist. Various parts of Canada continue to suffer high levels of unemployment, while many employers face critical skill shortages in a wide range of occupations.

We must move quickly to respond to these challenges. In the new global economy, our key competitive edge will be the knowledge and skills of our people. The ability of Canadians to adapt to change and to prepare for future challenges is paramount to provide for the necessities and quality of life of individual citizens. To that end, we need a national human resources agenda that is flexible enough to accommodate the diversity of human resources imperatives across the country.

Governments, acting alone, cannot respond to all of these needs. This will require a concerted national effort involving all of the labour market partners. But, governments can -- and must -- assume a leadership role in stimulating positive adjustment. Like our global competitors, we must develop flexible measures to meet the adjustment challenges. Like our global competitors, we must promote a recognition of adjustment as a strategic investment in long-term economic growth and competitiveness.

Provinces and Territories have come together to put forward their views on what is required. Provincial/Territorial Ministers with Labour Market Responsibilities have been working together to articulate and co-ordinate a comprehensive human resources agenda and to develop a new framework for labour market adjustment.

II THE CASE FOR AN ADJUSTMENT STRATEGY

Demographic trends, technological advances, and changes in international trading patterns are having a major impact on the economic environment and escalating pressures on our labour markets.

The reduction in the share of young people entering the labour force, coupled with the aging of the workforce, is already resulting in shortages in many skilled occupations across the country. Critical shortages already exist in many of the manufacturing and service sectors which are fundamental to our economic health in the international arena. Paradoxically, in many parts of the country, serious skill shortages coincide with high levels of unemployment.

Occupational shortages will be augmented by recent shifts in immigration patterns to Canada. There has been a major decline in the number of immigrants to this country who report high-skilled technical occupations as their intended occupation. No longer able to rely as much on skilled immigrants or a large pool of young people, employers will increasingly have to retrain their existing workforces to acquire and renew the essential skills they will need.

And the skills that will be required will continue to change. More and more individuals face job dislocation as a result of structural changes in the labour market. Accelerating changes in technology are already leading to major changes in the organization of businesses and in the need for a greater effort in human resource development. Firms will need to make greater investments in the skills formation of their employees in order to remain competitive.

Workers will need to continually upgrade their skills throughout their working lives. A foundation in basic literacy and numeracy skills will be essential for nearly every job. Changes in immigration patterns have meant that a greater number of immigrants to Canada will require language training in order to be able to develop their full potential within the workforce.

This is the new reality. Canada has no choice but to adapt to the evolving new technologies and the competitive pressures both from our neighbour to the south as well as from the rest of the world. Significant investment in human resources must be a priority in the potential opportunities of technological change and new trading arrangements are to be met.

To be successful will require a national effort involving business, unions, individuals, educational institutions and governments. But, to be effective, these efforts must be linked to a human resources strategy, which requires a national consensus among all partners. Moreover, it requires the leadership, involvement and financial support of the federal government.

An Effective Human Resource Development Strategy

A human resource development strategy that will enable us to meet effectively the emerging economic and labour market challenges must be characterized by the following:

- a strong commitment to the development of human resources as an integral component of enhancing the global competitiveness of Canada;
- an effective and efficient division of labour between the federal and provincial governments;
- a flexible and comprehensive range of programs;
- accessibility to training and other programs through the availability of appropriate income support by the federal government;
- provision for a sound training infrastructure that can deliver a relevant foundation of skills and knowledge, maintain accessibility and excellence, and be adaptive to the new economic demands.

III THE PUBLIC SECTOR RESPONSE

Provincial/Territorial Governments

The provincial and territorial governments in Canada recognize that training provides important vocational and employment opportunities for Canadian workers. As a result, they are committed to ensuring broad access to that training. They are working, both individually and jointly, to develop policies and opportunities that will enable Canada to acquire the skilled workforce that it requires.

Within each province and territory, extensive education and training systems have been developed over the past several decades. These are continually being assessed within provinces to ensure that colleges and other public institutions offer quality education and training that is appropriate and relevant to the needs of Canadian society. Developing a co-ordinated education and training system and establishing linkages between this system and the business sector is a high priority for all provinces.

Initiatives have been undertaken by individual provinces to help develop a training system that is capable of meeting the emerging economic and labour market challenges. Provinces and Territories have increased their investment in training programs in recent years. A number are making significant efforts toward the modernization and expansion of their apprenticeship systems.

Provinces and territories have also been working together. An Education and Training Strategy of the Canadian Provinces and Territories in order to build stronger linkages between education and training systems and the labour market has been endorsed. Provinces and Territories are actively working within their jurisdictions to organize their education/training systems to respond to the new challenges. They are also taking joint action, particularly in the areas of distance education and new information technologies.

The Federal Government

The Government of Canada plays a major role the area of training and human resource development. It has made a substantial contribution toward building the adult training systems in all provinces and territories.

Traditionally, the federal government has paid for apprentices to undertake their classroom training, and has provided language training to immigrants who speak neither of Canada's official languages. It provides training opportunities for hard-to-employ individuals and, through the Unemployment Insurance system, enables some unemployed workers to receive benefits while attending training courses.

There have been a number of important shifts in federal policy in recent years, however. Foremost, there has been a drastic reduction in the Government of Canada's commitment in this area. Support for adult training has fallen significantly relative to the rest of the world since the late 1960s, at which time Canada's effort in adult training was second only to Sweden.

In the past four years alone, federal allocations for training and human resource development have declined by 600 million dollars -- a drop of over a quarter -- from $2.2 billion to $1.6 billion. The number of participants in federal programs has dropped by over 100,000 since 1984-85.

Federal programs, particularly since the introduction of the Canadian Jobs Strategy in 1985, have been characterized by inflexibility. Community organizations, employers, labour groups, as well as provincial governments, have expressed concerns that large segments of the Canadian population who would benefit from opportunities to upgrade their skills have been deemed ineligible for training programs under the CJS.

Moreover, recent federal policy decisions have created great uncertainty around the future of a number of programs, such as apprenticeship, which are crucial to the development of a skilled workforce in Canada. These arrangements are set out in federal-provincial/territorial training agreements, which expire on March 31, 1989.

Unilateral policy decisions and a lack of consultation with the provincial and territorial governments have had a detrimental impact on the public training infrastructures that the federal government helped to build. This has led to an inefficient use of public funds at a time when all governments in Canada are concerned about fiscal restraint.

IV A PROVINCIAL AGENDA FOR ADAPTING TO CHANGE

Ministers in all provinces and territories have been working together to articulate and co-ordinate a comprehensive human resources agenda and to develop a new framework for labour market adjustment. Following are three of the areas that have been identified for interprovincial action:

Literacy in the Workplace

Provincial and Territorial Education Ministers have recently announced plans to undertake co-operative activities to fight illiteracy in Canadian society especially during the International Year for Literacy. In that light, Provinces and Territories will address the specific problem of adult illiteracy in the workplace. These may include establishing mechanisms for ongoing communication on workplace-based literacy issues in cooperation with employers, labour and other interested parties in order to share information on innovative and successful new approaches to dealing with the problem, cooperating in initiating and testing out new approaches, jointly developing training materials, and promoting wider availability of literacy training expertise in the workplace.

Integrated Labour and Industrial Adjustment Strategy

Provinces and Territories will initiate an interprovincial exchange of ideas and experiences on strategies to better link industrial modernization and adaption policies and programs with labour market adjustment and human resource development initiatives, the establishment of local adjustment networks, linking the resources and expertise of the education/training system with business and industry.

Apprenticeship Training

In support of efforts to enhance apprenticeship, Provinces and Territories will work together to enhance mobility of individuals, the quality of training programs and the efficiency of training systems. A coordinated national effort aimed at establishing standards which enhance the mobility of labour between provinces and territories. This effort will be carried out in cooperation with employer, trade and professional associations.

V A CALL FOR FEDERAL COMMITMENT

Provinces and Territories are concerned about the recent developments in federal training policy and, in particular, the erosion of funding. We urge the federal government to renew its commitment to human resource development, and to work with us to develop a strategy that will lead to a highly skilled workforce in this country. We are asking the federal government to begin negotiations around a series of new training agreements in support of such a strategy.

For the past three years, provincial governments have been providing timely and forward-looking advice on how federal human resource policies could be revised to reflect the needs of regional labour markets. Moreover, Provincial and Territorial Labour Market Ministers have put forward a multilateral position for a new federal-provincial/territorial training partnership. It includes the following components:

Increased Commitment

If we are to meet the adjustment challenges facing our economy, both the federal and provincial governments must make a strong commitment. All governments have a responsibility to increase real investments in training in basic learning skills, short-term retraining and the acquisitions of skilled portable trades.

The federal government is urged to make labour adjustment policy a high priority and to increase its investment in developing a skilled workforce in Canada.

Flexible Arrangements

Greater flexibility must characterize federal policies and programs. They must have the capacity to adapt to the reality of different labour market conditions and requirements across the country. They must recognize regional sensitivities. They must be able to respond to the growing number and diversity of requests for training that characterize Canadian society in the new global economy.

The Provinces and Territories urge the federal government to make flexibility within their programs a high priority. They recommend that all federal programs and policies in this area be examined jointly to ensure that they are flexible enough to meet the labour market challenges facing the various regions of the country.

Greater Consultation and Complementarity of Efforts

It is clear that an effective response to the adjustment challenges facing the Canadian economy can only be met through the concerted and joint efforts of all training partners. New training agreements provide an important opportunity to more effectively delineate the roles and responsibilities of both levels of government in the training field. Given the fiscal restraints facing all governments, efforts should be made to ensure greater coordination in the delivery of training programs.

Furthermore, federal expenditures should not undermine but, rather, support the capacity of the established public training institutions in each of the provinces and territories to provide quality training.
Finally, it is imperative that there be full consultation between the two levels of government in this area of policy. Because of the enormous impact that federal shifts in policy have on provincial and territorial programs and training infrastructures, greater consultation prior to federal action is essential.

We must expand training opportunities by adopting new arrangements that will strengthen the federal-provincial training partnership and will involve more directly employers, labour unions, community organizations and our other training partners.

Continued Support for Apprenticeship

As the need for an ensured supply of skilled workers continues to grow, so too does the need for a viable apprenticeship system. Apprenticeship is an important and unique model of training, which combines practical on-the-job training with periods of institutional training. It provides employers with the skilled workers they need to remain competitive and provides Canadians entering the workforce with the skills they need for stable and rewarding careers.

The federal government is urged to continue to support a growing and flexible apprenticeship system in Canada, and recognize provincial and territorial efforts to improve the participation of traditionally under-represented groups.

Improved System of Income Support for Trainees

Efforts to build and improve upon existing training structures in Canada cannot be considered in isolation from the need to improve the system of providing income support for Canadians engaged in training. Most people are unable to be away from their jobs -- and their primary source of income -- to undertake training without some replacement income. The absence of adequate income support creates a barrier to training for many Canadians -- both employed and unemployed -- who would benefit from skills upgrading.

The Provinces and Territories urge the Government of Canada to fulfill its traditional responsibility by ensuring that an adequate level of income support is available to all those who require vocational training.

Support of Language Training

Language training is integral to the settling of many immigrants and preparing them for the workforce. As greater numbers of immigrants to Canada lack proficiency in at least one of our two official languages, it has become more critical that adequate language training opportunities exist.

The federal government, which has responsibility for determining immigration levels, should allocate funds for language training in relation to the level of immigration to Canada. The federal government should also recognize that many native Canadians also require language training.

DOCUMENT: 860-244/007

CONFÉRENCE PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES RESPONSABLES DES QUESTIONS RELATIVES AU MARCHÉ DU TRAVAIL

Communiqué

Conférence

Le 22 mars 1989
TORONTO (Ontario)

COMMUNIQUÉ

CONFÉRENCE PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES RESPONSABLES DES QUESTIONS RELATIVES AU MARCHÉ DU TRAVAIL

Une conférence provinciale-territoriale des ministres responsables des questions relatives au marché du travail a eu lieu aujourd'hui pour discuter d'importantes questions liées au marché du travail intéressant les Canadiens. A cette conférence, les ministres ont convenu qu'il est urgent de mettre en oeuvre une stratégie souple et efficace visant les ressources humaines et ils ont exprimé leur inquiétude en raison de l'annulation, par le gouvernement fédéral, de la conférence fédérale-provinciale-territoriale des ministres responsables des questions relatives au marché du travail qui avait été prévue.

En raison du nouveau concept d'économie globale et compte tenu de l'accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis, les ministres ont déclaré que des ressources humaines qualifiées constituent le principal facteur pour être concurrentiels. Donc, si les gouvernements veulent s'adapter aux changements et exploiter les possibilités qu'offrent les progrès technologiques et les nouveaux accords commerciaux, ils doivent avant tout miser sur les ressources humaines.

Les ministres ont fait part de leur déception à la suite de l'annulation de la conférence par la ministre de l'Emploi et de l'Immigration et lui ont demandé de se réunir avec les ministres provinciaux délégués avant la présentation du budget fédéral afin de discuter d'une stratégie visant les ressources humaines comportant la renégociation des accords de formation et la mise en oeuvre de programmes d'adaptation au travail.

.../2

Les ministres ont de plus convenu de la nécessité de tenir une conférence fédérale-provinciale-territoriale des ministres après la présentation du budget fédéral. Par la suite, on devrait amorcer immédiatement des négociations bilatérales fondées sur des principes multilatéraux avec les provinces et les territoires afin de discuter des questions propres à chacune des juridictions. Ces négociations seraient suivies d'une conférence fédérale-provinciale-territoriale qui aurait lieu à l'automne pour examiner les progrès effectués.

Les provinces et les territoires ont fortement recommandé au gouvernement fédéral de poursuivre ses efforts de mise en valeur des ressources humaines et lui ont demandé de collaborer à l'élaboration d'une stratégie qui permettra d'avoir une main-d'oeuvre hautement qualifiée au Canada.

On a fait remarquer qu'au cours des trois dernières années, les gouvernements des provinces et des territoires ont fourni des avis judicieux sur les politiques en matière de ressources humaines et qu'ils ont établi une position multilatérale en vue d'une nouvelle association fédérale-provinciale-territoriale pour la formation.

Les ministres des provinces et des territoires se sont engagés à collaborer en partageant les renseignements relatifs à la mise en valeur des ressources humaines, en faisant part de leurs succès au regard de leurs méthodes de formation, et en échangeant leurs idées sur les moyens devant permettre l'adaptation au marché du travail.

Les domaines devant faire l'objet d'une collaboration entre les provinces comprennent les activités visant à combattre l'analphabétisme sur les lieux de travail, le partage des idées sur l'intégration des mesures d'adaptation au travail et l'adaptation industrielle et la mise en commun des efforts concernant l'apprentissage.

.../3

Voici les recommandations faites au gouvernement fédéral par les ministres :

- Accorder la priorité à l'élaboration d'une politique en matière d'adaptation au travail et augmenter ses initiatives pour accroître le nombre de travailleurs qualifiés au Canada.

- Accorder la priorité à l'assouplissement de ses programmes. Tous ses programmes et toutes ses politiques dans ce domaine devraient être examinés avec d'autres partenaires afin de s'assurer qu'ils sont assez souples pour permettre aux diverses régions du pays de relever les défis ayant trait au marché du travail.

- Accroître les possibilités de formation en prenant d'autres mesures qui renforceront la collaboration à cet égard entre le gouvernement fédéral et les provinces et qui prévoieront une participation plus directe des employeurs, des syndicats, des organisations communautaires et de nos autres partenaires qui s'occupent de la formation ainsi que des établissements d'enseignement publics reconnus.

- Continuer d'appuyer un système d'apprentissage dont l'importance et la souplesse doivent augmenter au Canada.

- Fournir un niveau d'aide financière suffisant à tous ceux et celles qui ont besoin de formation professionnelle.

- Prévoir des fonds suffisants pour la formation linguistique des personnes qui veulent avoir accès au marché du travail canadien.

Au cours de la réunion, on a distribué un rapport intitulé : "Relever le défi du changement". Ce rapport décrit les problèmes relatifs au marché du travail et suggère des stratégies appropriées pour les résoudre.

DOCUMENT: 860-244/008

CONFÉRENCE PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES RESPONSABLES DES QUESTIONS RELATIVES AU MARCHÉ DU TRAVAIL

Relever le défi du changement

Prise de position conjointe des ministres responsables de la main-d'oeuvre

Conférence

Le 22 mars 1989
TORONTO (Ontario)

Relever le défi du changement

Prise de position conjointe des ministres
responsables de la main-d'oeuvre

Le 21 mars 1989

TABLE DES MATIÈRES

RELEVER LE DÉFI DU CHANGEMENT

I INTRODUCTION

Les changements survenant sur le marché du travail au Canada n'ont jamais été aussi importants. Le ralentissement de la productivité, les exigences professionnelles accrues et l'écart entre les compétences disponibles et les postes à combler entraînent des pressions sur notre économie et notre capacité à concurrencer au niveau international. La libéralisation accrue des échanges commerciaux en vertu du GATT, de l'accord de libre-échange avec les États-Unis et des tendances monétaires internationales a pour effet d'accélerer les changements économiques et de raccourcir la période dont nous disposons pour s'y adapter.

Il existe toujours de grandes disparités régionales dans ce domaine. Certaines régions canadiennes sont encore aux prises avec un taux de chômage très élevé, tandis que beaucoup d'employeurs font face à des pénuries importantes de main-d'oeuvre dans un grand nombre de métiers.

Nous devons agir sans délai pour relever ces défis. Dans la nouvelle économie mondiale, ce sont les connaissances et les compétences de nos travailleurs qui nous donneront l'avantage. La capacité que les Canadiens auront de s'adapter à ces changements et de se préparer à relever les défis futurs est indispensable au maintien de la qualité de la vie de chaque citoyen. À cette fin, il est nécessaire d'adopter des initiatives nationales en matière de ressources humaines qui soient suffisamment souples pour tenir compte des priorités régionales dans l'ensemble du pays.

Les gouvernements ne peuvent agir seuls dans ce domaine. Cela exigera un effort national concerté auquel devront participer tous les intervenants du milieu du travail. Mais les gouvernements doivent toutefois assumer un leadership en favorisant les changements qui ont un effet positif. Comme nos concurrents, nous devons élaborer des mesures qui nous permettront de nous adapter aux changements. Comme nos concurrents, nous devons reconnaître que l'adaptation aux changements constitue un investissement stratégique à long terme dans notre croissance économique et dans notre compétitivité.

Les provinces et les territoires se sont réunis pour faire connaître ce qui leur semble nécessaire à cet égard. Les ministres responsables de la main-d'oeuvre des provinces et des territoires ont collaboré à l'ébauche et à la coordination d'un plan de développement des ressources humaines, de même qu'à l'élaboration d'une approche globale relative à l'adaptation du marché du travail.

II LA NÉCESSITÉ D'UNE STRATÉGIE POUR S'ADAPTER AUX CHANGEMENTS

Les tendances démographiques, les changements technologiques et les modifications du commerce international ont des répercussions économiques très importantes et exercent des pressions accrues sur notre marché du travail.

La réduction de la proportion de jeunes qui entrent sur le marché du travail, combinée avec le vieillissement de la main-d'oeuvre, entraînent déjà des pénuries dans beaucoup de métiers spécialisés au Canada. De graves pénuries de main-d'oeuvre existent dans les secteurs manufacturier et des services, des industries vitales au maintien de notre position économique internationale. Dans plusieurs régions du pays, il peut sembler contradictoire que les pénuries de main-d'oeuvre coïncident avec les périodes où le taux de chômage est élevé.

Ces pénuries de main-d'oeuvre seront accentuées par les modifications récentes de l'immigration au Canada. Le nombre d'immigrants indiquant qu'ils ont l'intention d'occuper un métier spécialisé a connu une diminution importante. Comme les employeurs ne pourront plus compter sur les immigrants qualifiés ou sur un bassin important de jeunes travailleurs, ils devront de plus en plus assurer le recyclage de leurs employés pour disposer des compétences dont ils auront besoin.

Par ailleurs, ces compétences connaîtront une évolution constante. Un nombre croissant de personnes risquent de perdre leur emploi en raison de la modification structurelle du marché du travail. Les changements technologiques de plus en plus rapides suscitent de profondes modifications dans l'organisation des entreprises et exigent un effort beaucoup plus important dans le domaine du développement des ressources humaines. Les entreprises devront effectuer des investissements plus important au chapitre de la formation de leurs employés si elles veulent demeurer concurrentielles.

Pour leur part, les travailleurs devront se perfectionner tout au long de leur vie. L'alphabétisation de base et des connaissances en mathématiques seront nécessaires pour occuper presque tous les emplois. Les changements survenus dans le domaine de l'immigration signifient qu'un nombre plus important de personnes immigrant au Canada auront besoin d'une formation linguistique avant d'être en mesure de développer leurs aptitudes professionnelles.

Il s'agit là d'une réalité nouvelle. Le Canada ne peut que s'adapter aux nouvelles technologies et aux pressions exercées par notre voisin du sud, de même que par les autres pays. Pour nous permettre de bénéficier des possibilités offertes par les changements technologiques et les nouveaux accords commerciaux, des investissements importants dans le domaine des ressources humaines devront être considérés de façon prioritaire. Pour réussir, notre effort national doit reposer sur la collaboration des entreprises, des syndicats, des travailleurs, des établissements d'enseignement et des gouvernements. Mais pour que notre effort soit efficace, nos actions doivent s'intégrer à une stratégie de développement des ressources humaines reposant sur un consensus de tous les partenaires. En outre, cela exige également le leadership, la participation et le soutien financier du gouvernement fédéral.

Une stratégie efficace de développement des ressources humaines

Une stratégie de développement des ressources humaines qui nous permettra de relever efficacement les défis posés par l'économie et le marché du travail doit comporter les éléments suivants :

- un engagement ferme à l'égard du développement des ressources humaines comme moyen d'améliorer la compétitivité internationale du Canada;
- une répartition efficace des activités entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux/territoriaux;
- un gamme étendue et souple de programmes;
- un accès à la formation et aux autres programmes grâce à la prestation d'un programme de soutien du revenu par le gouvernement fédéral;
- la mise en place d'une infrastructure de formation pouvant assurer une formation et des connaissances pertinentes, maintenir l'accessibilité et l'excellence, tout en s'adaptant aux besoins de l'économie.

III LA RÉPONSE DU SECTEUR PUBLIC

Les gouvernements des provinces et des territoires

Les gouvernements des provinces et des territoires reconnaissent que la formation offre d'importantes possibilités professionnelles et d'emploi aux travailleurs canadiens. C'est pour cette raison qu'ils se sont engagés à assurer une formation la plus accessible possible. Chaque gouvernement travaille individuellement et conjointement à l'élaboration de politiques qui permettront au Canada de bénéficier de la main-d'oeuvre qualifiée dont le pays a besoin.

Au cours des quelques dernières décennies, des systèmes complets d'éducation et de formation ont été créés dans chaque province et territoire. Ces systèmes font l'objet d'une évaluation constante afin d'assurer que les collèges et les autres établissements publics dispensent une éducation et une formation de qualité, qui soient adéquates et appropriées aux besoins de la société canadienne. Le développement d'un système intégré d'éducation et de formation et l'établissement de liens entre ce système et le secteur privé est une priorité pour les provinces.

Certaines provinces ont pris des initiatives dans le but de créer un système de formation pouvant faire face aux changements économiques et aux transformations du marché du travail. Au cours des dernières années, les provinces et les territoires ont augmenté leurs investissements dans les programmes de formation. Certains gouvernements font également des efforts importants pour moderniser et étendre leur système d'apprentissage.

Les provinces et les territoires ont aussi coopérer dans ce domaine. Une stratégie d'éducation et de formation des provinces et territoires du Canada a été adoptée dans le but de renforcer les liens entre les systèmes d'éducation et de formation et le marché du travail. Chaque province et territoire s'assure que ses systèmes d'éducation et de formation puissent se mesurer à l'enjeu économique. En outre, des initiatives conjointes sont entreprises, notamment dans les domaines de l'éducation à distance et de l'informatique.

Le gouvernement fédéral

Le gouvernement fédéral joue un rôle très important dans les domaines de la formation et du développement des ressources humaines. D'ailleurs, il a beaucoup contribuer à l'élaboration du système de formation dans les provinces et les territoires.

Le gouvernement fédéral a habituellement défrayé les coûts de formation des apprentis recevant une formation en établissement d'enseignement. Il a aussi assuré la formation linguistique des immigrants qui ne s'expriment pas dans l'une ou l'autre des langues officielles du Canada. Il offre des possibilités de formation aux personnes éprouvant de la difficulté à trouver et à garder un emploi et, par l'intermédiaire du régime d'assurance-chômage, il permet à certains travailleurs sans emploi de recevoir des prestations pendant qu'ils suivent un cours de formation.

Toutefois, depuis quelques années, un certain nombre de modifications importantes ont été apportées aux politiques fédérales. D'abord, il y a eu une réduction substantielle de l'engagement financier du gouvernement fédéral dans ce domaine. Depuis la fin des années 1960, alors que le Canada venait au second rang, après la Suède, au chapitre de l'aide apportée à la formation des adultes, ce soutien a diminué considérablement par rapport aux autres pays.

Au cours des quatre dernières années, les fonds que le gouvernement fédéral consacre à la formation et au développement des ressources humaines ont diminué de 600 millions de dollars, une baisse de plus du quart, passant de 2,2 à 1,6 milliards de dollars. Par ailleurs, le nombre de participants aux programmes fédéraux a diminué de 100 000 depuis 1984-1985.

Certains programmes fédéraux sont très rigides, surtout depuis l'entrée en vigueur du programme Planification de l'emploi en 1985. Des organismes communautaires, des employeurs, des syndicats et les gouvernements provinciaux ont exprimé leur inquiétude car plusieurs segments de la population canadienne ne sont pas admissibles aux programmes de formation assurés dans le cadre de la Planification de l'emploi.

De plus, des politiques fédérales récentes ont suscité beaucoup d'incertitude quant à l'avenir de certains programmes, comme le programme d'apprentissage, qui est pourtant indispensable au développement d'une main-d'oeuvre qualifiée au Canada. Ces dispositions font partie de l'accord fédéral-provincial/territorial sur la formation dont la date d'échéance est le 31 mars 1989.

Les décisions unilatérales sur les politiques et le manque de consultation avec les gouvernements des provinces et des territoires ont eu un effet néfaste sur l'infrastructure publique de formation que le gouvernement fédéral a aidé à créer. Cette situation a entraîné une utilisation inefficace des fonds publics au moment même où tous les gouvernements du pays doivent imposer des restrictions budgétaires.

IV L'ACTION DES PROVINCES POUR S'ADAPTER AUX CHANGEMENTS

Les ministres des provinces et des territoires ont collaboré à l'ébauche et à la coordination d'un plan de développement des ressources humaines, de même qu'à l'élaboration d'une approche globale relative à l'adaptation du marché du travail. Les trois domaines de coopération interprovinciale sont les suivants :

L'alphabétisation en milieu de travail

Les ministres de l'Éducation des provinces et territoires ont annoncé récemment leur intention d'entreprendre des activités conjointes dans le but de lutter contre l'analphabétisme au sein de la société canadienne, surtout pendant l'Année internationale de l'alphabétisation. À cet égard, les provinces et territoires se pencheront particulièrement sur le problème de l'analphabétisme des adultes en milieu de travail. Ces activités comprendront l'établissement de mécanismes de communication sur les problèmes de l'analphabétisme en milieu de travail, en collaboration avec les employeurs, les syndicats et les autres groupes intéressés. Cela permettra d'échanger des renseignements sur les approches originales qui ont permis de traiter ce problème avec succès, de collaborer à la mise en oeuvre et à l'expérimentation de nouvelles approches, de créer conjointement du matériel de formation et de promouvoir une plus grande utilisation des ressources d'alphabétisation en milieu de travail.

La stratégie de coordination des mesures d'adaptation

Les provinces et territoires échangeront leurs idées et leurs expériences quant aux stratégies qui permettraient de lier plus étroitement les politiques de modernisation et d'adaptation industrielles aux initiatives se rapportant à l'ajustement du marché du travail et au développement des ressources humaines, de créer des réseaux locaux d'adaptation et de lier les ressources des systèmes d'éducation et de formation aux entreprises et aux industries.

L'apprentissage

Pour appuyer les efforts visant à améliorer l'apprentissage, les provinces et territoires collaboreront dans le but d'accroître la mobilité des personnes, la qualité des programmes de formation et l'efficacité du système de formation. Un effort concerté sera entrepris afin d'élaborer des normes qui faciliteront la mobilité de la main-d'oeuvre entre les provinces et les territoires. Ce travail sera effectué conjointement avec les employeurs, les syndicats et les associations professionnelles.

V LA NÉCESSITÉ D'UN ENGAGEMENT FÉDÉRAL

Les provinces et territoires s'inquiètent des récents développements relatifs à la politique fédérale en matière de formation et, plus particulièrement, de l'érosion de l'aide financière. Nous demandons au gouvernement fédéral de renouveller son engagement à l'égard du développement des ressources humaines et de collaborer avec nous à l'élaboration d'une stratégie qui permettra à notre pays de compter sur une main-d'oeuvre hautement qualifiée. Nous demandons au gouvernement fédéral d'entreprendre la négociation de nouveaux accords de formation qui soient compatibles avec cette stratégie.

Au cours des trois dernières années, les gouvernements provinciaux/territoriaux ont fourni de nombreuses suggestions sur les modifications qui devraient être apportées aux politiques fédérales en matière de ressources humaines pour que celles-ci reflètent davantage les besoins des marchés locaux du travail. En outre, les ministres des provinces et territoires ayant des responsabilités dans le domaine de la main-d'oeuvre ont présenté une position multilatérale en vue de l'établissement du nouveau partenariat fédéral-provincial/territorial dans le domaine de la formation. Cette position commune comporte les éléments suivants :

Un engagement accru

Pour être en mesure de relever les défis posés par les changements économiques, les gouvernements fédéral et provinciaux/territoriaux doivent prendre un engagement ferme. Tous les gouvernements ont la responsabilité d'accroître les investissements réels dans le domaine de la formation de base, du recyclage à court terme et de l'acquisition d'aptitudes polyvalentes pouvant servir dans l'exercice de divers métiers.

Nous demandons au gouvernement fédéral d'accorder une attention prioritaire aux politiques d'ajustement de la main-d'oeuvre et d'accroître ses investissements à l'égard du développement d'une main-d'oeuvre canadienne qualifiée.

Des ententes souples

Les politiques et les programmes fédéraux doivent être plus souples. Ils doivent pouvoir s'adapter aux circonstances et aux besoins particuliers des marchés locaux du pays. Ces politiques et ces programmes doivent tenir compte des particularités régionales. Ils doivent également permettre de répondre au nombre grandissant de demandes diversifiées de formation qui caractérise la société canadienne dans la nouvelle économie mondiale.

Les provinces et territoires demandent au gouvernement fédéral d'accorder une attention prioritaire à la souplesse de ses programmes. Ils recommandent que les programmes et les politiques dans ce secteur soient étudiées conjointement pour veiller à ce qu'elles soient suffisamment souples pour répondre aux besoins du marché du travail des diverses régions du pays.

Une consultation accrue et des efforts complémentaires

Il est évident que seuls des efforts concertés et communs de tous les intervenants dans le domaine de la formation permettront de procéder efficacement aux ajustements nécessaires à l'économie canadienne. Les nouveaux accords au sujet de la formation fourniront l'occasion de définir plus clairement le rôle et les responsabilités des deux niveaux de gouvernements dans ce domaine. Compte tenu des restrictions budgétaires auxquelles tous les gouvernements sont confrontés, des efforts particuliers devraient être faits pour assurer une plus grande coordination de la prestation des programmes de formation.

De plus, les dépenses fédérales ne devraient pas empêcher, mais plutôt encourager les établissements publics de formation des provinces et territoires d'assurer une formation de qualité. Enfin, il est de la plus haute importance que ce domaine fasse l'objet d'une consultation soutenue entre les deux niveaux de gouvernements. En raison des répercussions très importantes des modifications aux politiques fédérales sur les programmes offerts dans les provinces et territoires et sur l'infrastructure de formation, il est nécessaire que le gouvernement fédéral effectue une consultation préalable plus poussée.

Nous devons accroître les possibilités de formation en adoptant de nouvelles dispositions qui auront pour effet de renforcer le partenariat fédéral-provincial/territorial en matière de formation et de donner lieu à une participation plus directe des employeurs, des syndicats, des organismes communautaires et des autres intervenants dans le domaine de la formation.

Le maintien de l'aide à l'apprentissage

Nous avons de plus en plus besoin de nous assurer une source de travailleurs qualifiés, un système d'apprentissage viable est donc de plus en plus important. L'apprentissage est un élément unique de la formation parce qu'il permet de combiner l'acquisition d'une expérience en milieu de travail avec des cours de formation. L'apprentissage permet aux

employeurs de compter sur les travailleurs qualifiés dont ils ont besoin pour demeurer concurrentiels et offre aux Canadiens qui entrent sur le marché du travail la possibilité d'acquérir les aptitudes dont ils ont besoin pour entreprendre une carrière stable et enrichissante.

Nous demandons au gouvernement fédéral de continuer à soutenir un système d'apprentissage étendue et souple au Canada et de reconnaître les efforts des provinces et des territoires destinés à accroître la participation des groupes traditionnellement sous-représentés.

L'amélioration du système de soutien du revenu pour les personnes recevant une formation

Les efforts visant à créer et à améliorer les structures de formation au Canada ne peuvent être isolés de la nécessité d'améliorer le régime de soutien du revenu des Canadiens qui reçoivent une formation. Sans un soutien du revenu, la plupart des personnes ne peuvent se permettre d'interrompre leur travail pour suivre un programme de formation car cela exigerait qu'ils se privent de leur principale source de revenu. L'absence d'un soutien du revenu adéquat constitue un obstacle empêchant beaucoup de Canadiens, travailleurs ou non, d'améliorer leurs aptitudes.

Les provinces et territoires demandent au gouvernement du Canada d'assumer ses responsabilités traditionnelles en assurant qu'un niveau adéquat de soutien du revenu soit disponible pour toute personne ayant besoin d'une formation professionnelle.

Le maintien de l'aide à la formation linguistique

La formation linguistique fait partie du processus d'intégration des immigrants et de leur préparation au marché du travail canadien. Comme un plus grand nombre d'immigrants n'ont pas une connaissance suffisante d'une des deux langues officielles, il est indispensable de maintenir des possibilités de formation adéquates.

Le gouvernement fédéral, qui a la responsabilité de déterminer les quotas d'immigration, devrait allouer des fonds à la formation linguistique en relation avec les quotas d'immigration au Canada. Le gouvernement fédéral devrait également reconnaître que nombre d'autochtones ont aussi besoin d'une formation linguistique.

03.04.89

860-244/010

FEDERAL-PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS WITH RESPONSIBILITY FOR LABOUR MARKET MATTERS

CONFÉRENCE FÉDÉRALE-PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES RESPONSABLES DES QUESTIONS RELATIVES AU MARCHÉ DU TRAVAIL

March 22, 1989 — le 22 mars 1989

TORONTO

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS — LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS

DOCUMENT NO. N° DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-244/007	Conference	Communiqué
	Conférence	Communiqué
860-244/008R	Conference	Meeting the Adjustment Challenge A Joint Position Paper of Ministers with Responsibilities for Labour Market Matters
	Conférence	Relever le défi du changement Prise de position conjointe des ministres responsables de la main-d'oeuvre
860-244/010	Secretariat	List of Public Documents
	Secrétariat	Liste des documents publics

DOCUMENT: 860-245/004

PROVINCIAL-TERRITORIAL MEETING OF ATTORNEYS GENERAL

Resolution

Young Offenders Act

CHARLOTTETOWN, Prince Edward Island

June 7-8, 1989

RESOLUTION

Provincial and territorial Attorneys General unanimously resolve that the following amendments to the Young Offenders Act and the Criminal Code are urgently required:

1. The test for transfer to adult court under section 16 of the Act should be amended so that protection of society is the paramount consideration.

2. The sentence for a young person convicted of murder in adult court be life imprisonment with eligibility for parole to be fixed by the trial judge at a period between 5 and 10 years inclusive.

3. The sentence for a young person convicted of murder in youth court be a maximum disposition of 3 years custody to be followed by conditional release for a period of 2 years less 1 day.

4. Where a young person has been released on a section 28 review and the public interest or the needs of the young person require it, the Act should provide for the apprehension and judicially authorized return to custody of the young person for the balance of the disposition.

5. Section 56 of the Act should permit the admission into evidence of a voluntary statement given to a person in authority by a young person notwithstanding a breach of the section where the interests of justice require it.

6. Treatment of convicted young persons should be facilitated by providing greater flexibility through expanded temporary release provisions.

It is further resolved that the recent unilateral decision to cap federal contributions towards provincial/territorial expenditures for young offenders represents a serious erosion of the federal government's commitment to the juvenile justice system in Canada.

DOCUMENT: 860-245/004

Traduction du Secrétariat

RÉUNION PROVINCIALE-TERRITORIALE DES PROCUREURS GÉNÉRAUX

Résolution

Loi sur les jeunes contrevenants

CHARLOTTETOWN (Ile-du-Prince-Édouard)
les 7 et 8 juin 1989

RÉSOLUTION

Les procureurs généraux des provinces et des territoires sont tous d'avis qu'il faut apporter le plus rapidement possible les modifications suivantes à la Loi sur les jeunes contrevenants et au Code criminel :

1. L'article 16 de la Loi qui porte sur l'ordonnance de renvoi à un tribunal pour adultes doit être modifié de façon à accorder la prédominance à la protection de la société.

2. L'adolescent inculpé de meurtre par un tribunal pour adultes devrait recevoir une peine d'emprisonnement à perpétuité, avec admissibilité à la libération conditionnelle fixée par le juge du procès à une date suivant une période variant entre 5 et 10 ans inclusivement.

3. L'adolescent inculpé de meurtre par un tribunal pour adolescents devrait recevoir une peine maximale de 3 ans suivie d'une libération conditionnelle pour une période de 2 ans moins 1 jour.

4. S'il est dans l'intérêt du public ou des besoins de l'adolescent libéré en vertu de l'examen prévu à l'article 28, la Loi devrait permettre l'appréhension et le retour judiciairement autorisé de l'adolescent en milieu de garde pour le reste de la période imposée.

5. L'article 56 de la Loi devrait permettre, lorsqu'il y va de l'intérêt de la justice, l'admissibilité en preuve d'une déclaration faite volontairement par un adolescent à une personne en situation d'autorité malgré le fait que l'on enfreint l'article en cause.

6. Il faudrait faire preuve d'une plus grande souplesse et élargir les dispositions relatives à l'absence temporaire afin de faciliter le traitement des adolescents inculpés.

Il est convenu en outre que la décision unilatérale récente de limiter les contributions fédérales au titre des dépenses provinciales et territoriales relatives aux jeunes contrevenants constitue un accroc sérieux à l'engagement du gouvernement fédéral à l'endroit du système canadien de justice pour les jeunes.

DOCUMENT: 860-245/005

PROVINCIAL-TERRITORIAL MEETING OF ATTORNEYS GENERAL

Resolution

Consultation Process

CHARLOTTETOWN, Prince Edward Island

June 7-8, 1989

RESOLUTION

Provincial and territorial Attorneys General unanimously resolve that Federal/ Provincial/Territorial consultation and cooperation in justice matters should be based upon and promote the following principles:

1. Federal, Provincial and Territorial governments share responsibility for the maintenance, reform and delivery of the justice system.

2. It is vital to the effective discharge of that responsibility that Provincial and territorial governments receive full and timely information in relation to federal legislative initiatives with a significant financial or operational impact on provinces and territories, and the opportunity to make full and timely representations in response thereto.

3. Federal legislative initiatives with a significant financial or operational impact on provinces and territories:

   a) should not proceed in the absence of a comprehensive analysis of the cost implications and cost benefits of the initiative and identification of funding sources for new expenditures to be incurred;

b) should be designed and implemented in a manner which achieves an acceptable balance between agreed policy goals, and their financial and operational impact; and

c) should not proceed until every effort has been made to achieve substantial agreement among provinces and territories with respect to appropriate sources of funding.

Provincial and territorial Attorneys General further agree that these principles have not been adequately applied in relation to the restitution provisions of Bill C-89 and that in result those provisions may not prove effective in promoting the interests of victims in cost effective and efficient manner, and therefore resolve:

1. The current restitution provisions of the Criminal Code should remain in force until completion of a comprehensive federal-provincial analysis of the cost implications and benefits of the new restitution provisions of Bill C-89, and of implementation of an agreed Federal/Provincial cost sharing arrangement in relation to new expenditures which will result from their proclamation.

2. The analysis should include a consideration of potential amendments to the restitution provisions of Bill C-89 intended to ensure that the legislation achieves its purpose of providing appropriate restitution to victims of crime in a cost effective manner.

DOCUMENT: 860-245/005

Traduction du Secrétariat

RÉUNION PROVINCIALE-TERRITORIALE DES PROCUREURS GÉNÉRAUX

Résolution

Processus de consultation

CHARLOTTETOWN (Ile-du-Prince-Édouard)
les 7 et 8 juin 1989

RÉSOLUTION

Les procureurs généraux des provinces et territoires sont tous d'avis que les consultations et la collaboration provinciales-territoriales pour les questions de justice doivent être axées sur les principes suivants qui doivent être mis en valeur :

1. Le gouvernement fédéral et les administrations provinciales et territoriales partagent la responsabilité d'assurer le maintien, la réforme et le fonctionnement du système judiciaire.

2. Cette responsabilité ne sera assumée efficacement que si les gouvernements provinciaux et territoriaux reçoivent des renseignements complets, dans un délai approprié, au sujet des mesures législatives fédérales qui ont d'importantes répercussions financières et opérationnelles sur les provinces et les territoires, et que s'ils ont la possibilité de faire en temps opportun des démarches complètes leur permettant d'exprimer leurs réactions à l'égard de ces mesures.

3. Les mesures législatives fédérales qui ont d'importantes répercussions financières ou opérationnelles sur les provinces et les territoires :

   a) ne devraient être mises en oeuvre que lorsque l'on aura effectué une analyse exhaustive des coûts prévus et des coûts-bénéfices relatifs à ces mesures, et que l'on aura déterminé les sources de financement possibles pour les nouvelles dépenses.

b) devraient être établies et mises en oeuvre de façon à permettre un équilibre acceptable entre les objectifs convenus en matière de politique pénale et entre les répercussions financières et opérationnelles;

c) ne devraient être mises en oeuvre que lorsque l'on aura favorisé par tous les moyens la négociation d'une entente ferme entre le fédéral et les provinces et territoires à l'égard de sources pertinentes de financement.

Les procureurs généraux des provinces et territoires considèrent également que ces principes n'ont pas été appliqués de façon satisfaisante en ce qui a trait aux dispositions du projet de loi C-89 portant sur le dédommagement et que, par conséquent, ces dispositions n'assureront peut-être pas de façon efficace et rentable la protection des intérêts des victimes. Par conséquent, ils ont convenu que :

1. les dispositions actuelles du Code criminel portant sur le dédommagement devraient demeurer en vigueur jusqu'à ce que soit complétée une analyse fédérale-provinciale exhaustive des coûts prévus et des coûts-bénéfices liés aux nouvelles dispositions du projet de loi C-89 en matière de dédommagement, et que soit mise en vigueur une entente à frais partagés entre le fédéral et les provinces pour les nouvelles dépenses qui découleront de leur proclamation.

2. l'analyse devrait comporter un examen des modifications que l'on prévoit apporter aux dispositions du projet de loi C-89 portant sur le dédommagement en vue de veiller à ce que la loi permette effectivement d'assurer de façon rentable un dédommagement pertinent aux victimes d'actes criminels.

DOCUMENT: 860-245/006

PROVINCIAL-TERRITORIAL MEETING OF ATTORNEYS GENERAL

Communiqué

CHARLOTTETOWN, Prince Edward Island

June 7-8, 1989

COMMUNIQUE

PROVINCIAL AND TERRITORIAL ATTORNEYS GENERAL AND MINISTERS OF JUSTICE MET ON JUNE 7 AND 8 IN CHARLOTTETOWN TO REVIEW MATTERS OF MUTUAL CONCERN IN THE ADMINISTRATION OF CRIMINAL AND CIVIL JUSTICE.

MINISTERS NOTED THEIR COMMON INTEREST IN PROVIDING IMPROVED JUSTICE SERVICES TO ALL CANADIANS. THERE WAS CONCERN EXPRESSED OVER THE IMPACT OF FEDERAL LEGISLATIVE INITIATIVES ON PROVINCIAL AND TERRITORIAL RESPONSIBILITIES AND FINANCIAL RESOURCES. THESE CONCERNS WILL BE EXPLORED IN DETAIL WITH THE FEDERAL MINISTER OF JUSTICE WHO WILL JOIN THE MEETING ON FRIDAY.

ONTARIO, QUÉBEC AND BRITISH COLUMBIA OUTLINED MEASURES BEING TAKEN IN THESE PROVINCES TO REFORM AND STREAMLINE THE COURTS AND TO IMPROVE ACCESS TO JUSTICE. THESE PROPOSALS FOR STRUCTURAL REFORM WERE NOTED WITH INTEREST. MINISTERS ALSO DIRECTED THEIR DEPUTIES TO STUDY THE POSSIBILITY OF MERGING THE FEDERAL COURT OF CANADA WITH THE SUPERIOR COURTS OF THE PROVINCES AND TERRITORIES.

THERE WAS AN EXTENSIVE DISCUSSION OF MECHANISMS TO DEAL WITH NATIVE CONCERNS WITH THE CRIMINAL JUSTICE SYSTEM. MINISTERS RECOGNIZED THE NEED FOR IMPROVEMENT IN MANY AREAS OF THE COUNTRY. MINISTERS DETERMINED TO CONTINUE WORKING WITH NATIVE PEOPLES TO DEVELOP APPROPRIATE INITIATIVES TO ADDRESS THESE CONCERNS AND TO FURTHER ADDRESS THESE MATTERS AT FUTURE MEETINGS.

OTHER TOPICS DISCUSSED INCLUDED FEDERAL LEGISLATION TO DEAL WITH CONCERNS OF VICTIMS OF CRIME, AMENDMENTS TO THE YOUNG OFFENDERS ACT, FAMILY VIOLENCE, SOLVENT ABUSE, AUTOMATIC WEAPONS AND KNIVES, AND THE OFFICE OF THE DIRECTOR OF PUBLIC PROSECUTIONS.

- 30 -

DOCUMENT: 860-245/006

Traduction du Secrétariat

RÉUNION PROVINCIALE-TERRITORIALE DES PROCUREURS GÉNÉRAUX

Communiqué

CHARLOTTETOWN (Ile-du-Prince-Édouard)
les 7 et 8 juin 1989

COMMUNIQUÉ

LES PROCUREURS GÉNÉRAUX ET LES MINISTRES DE LA JUSTICE DES PROVINCES ET TERRITOIRES SE SONT RÉUNIS LES 7 ET 8 JUIN À CHARLOTTETOWN AFIN D'EXAMINER DES POINTS D'INTÉRÊT COMMUNS LIÉS À L'ADMINISTRATION DE LA JUSTICE PÉNALE ET CIVILE.

LES MINISTRES ONT FAIT ÉTAT D'UN OBJECTIF COMMUN, SOIT LA PRESTATION DE MEILLEURS SERVICES JUDICIAIRES À TOUS LES CANADIENS. ON A MANIFESTÉ CERTAINES PRÉOCCUPATIONS À L'ÉGARD DES RÉPERCUSSIONS DES MESURES LÉGISLATIVES FÉDÉRALES SUR LES RESPONSABILITÉS ET LES RESSOURCES FINANCIÈRES DES PROVINCES ET DES TERRITOIRES. CES PRÉOCCUPATIONS SERONT EXAMINÉES À FOND AVEC LE MINISTRE FÉDÉRAL DE LA JUSTICE QUI SERA PRÉSENT À LA RÉUNION VENDREDI.

LES REPRÉSENTANTS DE L'ONTARIO, DU QUÉBEC ET DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE ONT DONNÉ UN APERÇU DES MESURES PRISES DANS CES PROVINCES EN VUE DE RÉFORMER ET DE RATIONALISER LA PROCÉDURE JUDICIAIRE ET D'AMÉLIORER L'ACCÈS À LA JUSTICE. CES PROJETS DE RÉFORME STRUCTURALE ONT SUSCITÉ L'INTÉRÊT DES PARTICIPANTS. LES MINISTRES ONT ÉGALEMENT DEMANDÉ AUX SOUS-MINISTRES D'EXAMINER LA POSSIBILITÉ D'UNE FUSION ENTRE LA COUR FÉDÉRALE DU CANADA ET LES COURS SUPÉRIEURES DES PROVINCES ET DES TERRITOIRES.

LES MÉCANISMES PERMETTANT DE FAIRE FACE AUX PRÉOCCUPATIONS DES AUTOCHTONES À L'ÉGARD DU SYSTÈME DE JUSTICE PÉNALE ONT FAIT L'OBJET D'UNE LONGUE DISCUSSION. LES MINISTRES ONT RECONNU LE FAIT QUE DES AMÉLIORATIONS S'IMPOSENT À CET ÉGARD DANS DE NOMBREUSES RÉGIONS DU PAYS. ILS ONT CONVENU DE CONTINUER À COLLABORER AVEC LES AUTOCHTONES EN VUE D'ÉLABORER DES MESURES PERTINENTES POUR FAIRE FACE À CE PROBLÈME ET DE S'Y ATTAQUER A NOUVEAU AU COURS DE RÉUNIONS ULTÉRIEURES.

PARMI LES AUTRES SUJETS TRAITÉS, SIGNALONS LES MESURES LÉGISLATIVES FÉDÉRALES RELATIVES AUX PRÉOCCUPATIONS DES VICTIMES D'ACTES CRIMINELS, LES MODIFICATIONS À LA LOI SUR LES JEUNES CONTREVENANTS, LA VIOLENCE EN MILIEU FAMILIAL, L'ABUS DE SOLVANTS, LES ARMES AUTOMATIQUES ET LES COUTEAUX, ET LE POSTE DE DIRECTEUR DES POURSUITES PUBLIQUES.

26.07.89

DOCUMENT: 860-245/008

PROVINCIAL-TERRITORIAL MEETING OF ATTORNEYS GENERAL

RÉUNION PROVINCIALE-TERRITORIALE DES PROCUREURS GÉNÉRAUX

CHARLOTTETOWN, Prince Edward Island
June 7 - 8, 1989

CHARLOTTEOWN (Ile-du-Prince-Édouard)
les 7 et 8 juin 1989

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS

LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS

DOCUMENT NO. N° DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-245/004	Conference	Resolution Young Offenders Act
	Conférence	Résolution Loi sur les jeunes contrevenants
860-245/005	Conference	Resolution Consultation Process
	Conférence	Résolution Processus de consultation
860-245/006	Conference	Communiqué
	Conférence	Communiqué
860-245/008	Secretariat	List of Public Documents
	Secrétariat	Liste des documents publics

DOCUMENT: 860-249/010

INTERPROVINCIAL CONFERENCE OF MINISTERS RESPONSIBLE FOR FINANCIAL INSTITUTIONS

Press Release

MONCTON, New Brunswick
August 30, 1989

PRESS RELEASE

AUGUST 30, 1989

MONCTON -- THE CONFERENCE OF PROVINCIAL MINISTERS RESPONSIBLE FOR FINANCIAL INSTITUTIONS AGREED AT ITS THIRD MEETING HELD IN MONCTON, AUGUST 30, 1989, TO TAKE APPROPRIATE STEPS TO FORM A PUBLIC COMPENSATION SYSTEM IF THE LIFE INSURANCE INDUSTRY DOES NOT ACT, AND EMPHASIZED THE IMPORTANCE OF MEETING WITH THE FEDERAL MINISTER IF DEPOSITORS AT FINANCIAL INSTITUTIONS ARE TO BE BETTER SERVED.

THE CONFERENCE, WHICH WAS ESTABLISHED BY PROVINCIAL MINISTERS AT AN INAUGURAL MEETING IN QUEBEC CITY DURING DECEMBER, 1988, HAS AS ITS PRIME OBJECTIVE THE HARMONIZATION OF REGULATION OF FINANCIAL INSTITUTIONS ACROSS CANADA.

ALL PROVINCES WERE REPRESENTED AT THE MEETING, CHAIRED BY THE HONOURABLE JAMES E. LOCKYER, Q.C., NEW BRUNSWICK'S MINISTER OF JUSTICE. OTHER MINISTERS PRESENT WERE: ONTARIO'S MINISTER OF FINANCIAL INSTITUTIONS, THE HONOURABLE MURRAY ELSTON; QUEBEC'S ASSOCIATE MINISTER FOR FINANCE AND PRIVATIZATION, THE HONOURABLE PIERRE FORTIER; NOVA SCOTIA'S MINISTER OF CONSUMER AFFAIRS, THE HONOURABLE R. COLIN D. STEWART; MANITOBA'S MINISTER OF COOPERATIVE, CONSUMER AND CORPORATE AFFAIRS, THE HONOURABLE ED CONNERY; SASKATCHEWAN'S MINISTER OF CONSUMER AND COMMERCIAL AFFAIRS, THE HONOURABLE RAY MEIKLEJOHN; ALBERTA'S MINISTER OF CONSUMER AND CORPORATE AFFAIRS, THE HONOURABLE DENNIS ANDERSON; AND NEWFOUNDLAND'S MINISTER OF JUSTICE, THE HONOURABLE PAUL D. DICKS.

.../2

MINISTERS AGREED THAT UNIFORM REGULATORY REPORTS AND REGULATORY AUDITING AND ACCOUNTING PRINCIPLES ARE DESIRABLE. THEY DIRECTED OFFICIALS TO CONTINUE TO WORK IN THIS AREA IN COORDINATION WITH THE CANADIAN INSTITUTE OF CHARTERED ACCOUNTANTS AND THE PROVINCIAL INSTITUTES, WITH AN OBJECTIVE OF ESTABLISHING UNIFORM REPORTS WITHIN SIX MONTHS AND PROPOSING UNIFORM REGULATORY AUDITING AND ACCOUNTING PRINCIPLES WITHIN ONE YEAR.

THE MINISTERS REAFFIRMED THEIR POSITION THAT OWNERSHIP LINKAGES BETWEEN COMMERCIAL AND FINANCIAL CORPORATIONS SHOULD NOT BE PROHIBITED PROVIDED THAT APPROPRIATE SAFEGUARDS ARE IN PLACE TO PROTECT DEPOSITOR INTERESTS. MINISTERS FURTHER AGREED THAT FOREIGN OWNERSHIP RULES NEED NOT BE IDENTICAL ACROSS PROVINCES, BUT THAT THESE DIFFERENCES SHOULD NOT IMPEDE AN INSTITUTION'S ABILITY TO OPERATE EXTRA-PROVINCIALLY.

MINISTERS ALSO AGREED THAT PROVINCES SHOULD HAVE THE FLEXIBILITY TO ESTABLISH MINIMUM CAPITAL REQUIREMENTS, HOWEVER, INSTITUTIONS SHOULD BE REQUIRED TO COMPLY WITH THE REQUIREMENTS OF EACH PROVINCE IN WHICH THEY OPERATE. MINISTERS DIRECTED OFFICIALS TO DEVELOP A MODEL FRAMEWORK FOR A UNIFORM CAPITAL ADEQUACY TEST BASED ON WEIGHTING OF INVESTMENT RISKS TO BE PRESENTED FOR THEIR CONSIDERATION WITHIN A YEAR. ALSO, OFFICIALS ARE TO PREPARE A COMMON DEFINITION OF CAPITAL FOR THE CONSIDERATION OF MINISTERS AT THEIR NEXT MEETING FOR POSSIBLE IMPLEMENTATION EARLY IN 1990.

.../3

MINISTERS FURTHER DIRECTED OFFICIALS TO DEVELOP A COMMON SET OF QUANTITATIVE INVESTMENT RULES TO BE IMPLEMENTED IN THE MANNER EACH PROVINCE DEEMS APPROPRIATE, INCLUDING A COMMON DEFINITION OF A COMMERCIAL LOAN. OFFICIALS ARE TO DEVELOP A COMMON LIST OF SUBSIDIARIES TO BE ALLOWED WITHIN THE FINANCIAL AND ANCILLARY SERVICES FIELD.

IN ADDITION, MINISTERS DIRECTED THAT INVESTMENT RULES BE DEVELOPED FOR THEIR CONSIDERATION, TO BE CONSISTENT WITH THE MODEL FRAMEWORK FOR THE UNIFORM RISK-WEIGHTED CAPITAL ADEQUACY TEST.

MINISTERS ADDRESSED THE ISSUE OF CORE TRUST POWERS AND AGREED IN PRINCIPLE THAT FINANCIAL INSTITUTIONS, EXCEPT REGISTERED AND PROVINCIALLY REGULATED TRUST COMPANIES, SHOULD BE PROHIBITED FROM ENGAGING IN TRUST BUSINESS. SECONDLY, FINANCIAL INSTITUTIONS, OTHER THAN TRUST COMPANIES, THAT OPERATE EXTRA-PROVINCIALLY AND WISH TO ENGAGE IN TRUST BUSINESS SHOULD BE REQUIRED TO DO SO THROUGH A TRUST COMPANY AFFILIATE.

THE MINISTERS AGREED THAT SHOULD THE LIFE INSURANCE INDUSTRY NOT AGREE BY OCTOBER 31, 1989 TO FORM A COMPENSATION FUND ON TERMS PROPOSED BY THE PROVINCES, THEY WILL TAKE STEPS TOWARD ESTABLISHING A PUBLIC COMPENSATION SYSTEM TO BE ENTIRELY FUNDED BY THE INDUSTRY.

.../4

THE MINISTERS CONCLUDED THEIR MEETING BY EMPHASIZING THE IMPORTANCE OF MEETING WITH THE HONOURABLE GILLES LOISELLE, FEDERAL MINISTER OF STATE FOR FINANCE BEFORE THE NEW FEDERAL LEGISLATION ON FINANCIAL INSTITUTIONS IS TABLED INTHE HOUSE OF COMMONS.

IN THEIR VIEW, THE INTERESTS OF DEPOSITORS WOULD BE BEST SERVED IF THE FEDERAL GOVERNMENT TOOK ADVANTAGE OF THE PROGRESS MADE SO FAR BY THE PROVINCES TOWARDS HARMONIZATION OF FINANCIAL INSTITUTION REGULATION AND PARTICIPATED IN THE INFORMATION SHARING AGREEMENT.

- 30 -

DOCUMENT: 860-249/010

CONFÉRENCE INTERPROVINCIALE DES MINISTRES
RESPONSABLES DES INSTITUTIONS FINANCIÈRES

Communiqué de presse

MONCTON (Nouveau-Brunswick)
le 30 août 1989

COMMUNIQUÉ DE PRESSE

Le 30 août 1989

MONCTON -- Lors de la conférence interprovinciale des ministres responsables des Institutions financières, tenue à Moncton le 30 août 1989, les ministres ont décidé d'entreprendre les démarches appropriées en vue de créer un fonds de compensation public financé par l'industrie de l'assurance-vie, si celle-ci maintient son refus de procéder elle-même à sa mise sur pied. Ils ont également souligné l'importance d'une rencontre avec le ministre fédéral dans l'intérêt des personnes qui maintiennent des dépôts auprès des institutions financières. Rappelons que cette conférence s'inscrit dans le processus d'harmonisation des réglementations initié à Québec en décembre 1988.

Toutes les provinces étaient représentées à cette réunion, présidée par l'honorable James E. Lockyer, c.r., ministre de la Justice du Nouveau-Brunswick. Les autres ministres présents étaient l'honorable Murray Elston, ministre des Institutions financières de l'Ontario, M. Pierre Fortier, ministre délégué aux Finances et à la Privatisation, l'honorable R. Colin D. Stewart, ministre responsable de la Consommation de la Nouvelle-Écosse, l'honorable Ed Connery, ministre des Coopératives, de la Consommation et des Corporations du Manitoba, l'honorable Ray Meiklejohn, ministre de la Consommation et des Affaires commerciales de la Saskatchewan, l'honorable Dennis Anderson, ministre de la Consommation et des Corporations de l'Alberta et l'honorable Paul D. Dicks, ministre de la Justice de Terre-Neuve.

Les ministres ont convenu d'adopter des méthodes uniformes pour l'établissement de rapports financiers ainsi que des règles uniformes de vérification et de comptabilité. Ils ont donné instructions à leurs fonctionnaires de poursuivre leur collaboration avec l'Institut canadien des comptables agréés et les instituts provinciaux en vue de concevoir des rapports financiers de format uniforme d'ici six mois, et de proposer des règles comptables de vérification communes d'ici un an.

Les ministres ont réitéré leur position à l'effet de ne pas interdire les liens de propriété entre corporations commerciales et financières, dans la mesure où ces liens sont encadrés par les mécanismes adéquats de protection des intérêts des déposants. Ils ont en outre convenu que les règles relatives à la propriété des institutions par des étrangers pouvaient différer d'une province à l'autre. Toutefois, ces mesures ne doivent pas empêcher une institution d'exercer des activités extraprovinciales.

Selon les ministres, chaque province devrait être libre de prescrire des normes de capitalisation minimales auxquelles les institutions deviennent assujetties lorsqu'elles poursuivent des activités sur son territoire. Les ministres ont chargé leurs fonctionnaires de leur soumettre d'ici un an un régime modèle de réglementation permettant une mesure uniforme de la suffisance du capital basée sur la pondération des risques reliés aux placements. Les fonctionnaires devront en outre établir une définition commune du capital, qu'ils soumettront aux ministres à une prochaine réunion en vue de sa mise en application au début de 1990.

Les ministres ont aussi demandé à leurs fonctionnaires d'une part, d'établir des limites quantitatives communes en matière de placements et d'élaborer une définition commune du concept de prêt commercial et d'autre part, de dresser une liste des filiales à caractère financier qui seront autorisées aux institutions.

Ils ont d'autre part indiqué que les normes de placement à être élaborer devront être compatibles avec le régime modèle permettant une mesure uniforme de la suffisance du capital en fonction des risques.

Les ministres ont examiné la question des pouvoirs pûrement fiduciaires et ont reconnu en principe qu'il devrait être interdit aux institutions financières autres que les sociétés de fiducie dûment agréées et régies par les provinces, de poursuivre des activités fiduciaires. De plus, ces activités devraient être défendues aux institutions non fiduciaires qui sont actives sur le plan interprovincial. Sauf si elles se font par l'entremise d'une société de fiducie affiliée.

Les ministres ont décidé que si l'industrie de l'assurance-vie refuse d'ici le 31 octobre 1989 de constituer un fonds de protection selon les modalités proposées par les provinces, ils prendront des mesures en vue de l'établissement d'un système de protection du public dont le financement complet devra être assuré par l'industrie.

.../4

Les ministres ont finalement réclamé la tenue d'une rencontre avec l'honorable Gilles Loiselle, ministre d'État aux Finances, avant le dépôt à la chambre des communes de la nouvelle loi fédérale régissant les institutions financières. A cet égard, ils ont conclu que les intérêts des déposants seraient mieux servis si le gouvernement fédéral acceptait de tirer partie des progrès réalisés par les provinces au chapitre de l'harmonisation des règles régissant les institutions financières, et d'adhérer à une entente de partage d'information intervenue entre elles le 20 avril dernier.

INTERPROVINCIAL CONFERENCE OF MINISTERS RESPONSIBLE FOR FINANCIAL INSTITUTIONS

CONFÉRENCE INTERPROVINCIALE DES MINISTRES RESPONSABLES DES INSTITUTIONS FINANCIÈRES

MONCTON, New Brunswick
August 30, 1989

MONCTON (Nouveau-Brunswick)
Le 30 août 1989

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS

LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS

DOCUMENT NO. / NUMÉRO DU DOCUMENT	SOURCE / ORIGINE	TITLE / TITRE
860-249/010		Communiqué of the Conference Communiqué de la conférence
860-249/012	Secretariat Secrétariat	List of Public Documents Liste des documents publics

Document: 860-253/019

MEETING OF THE COUNCIL OF PROVINCIAL MINISTERS OF ENERGY
(CPEM)

Communiqué

Winnipeg, Manitoba
August 27, 1990

COMMUNIQUÉ

1. Provincial and Territorial Energy Ministers met in Winnipeg today to discuss issues and challenges facing energy use and development in the decade ahead. The meeting was chaired by the Honourable Harold Neufeld, Minister of Energy and Mines for Manitoba.

2. Ministers discussed the Persian Gulf situation and the implications for Canada's energy supply. While Ministers observed international oil supply was tight but currently manageable, they agreed it was necessary to move expeditiously to ensure coordination of contingency planning initiatives, to provide all regions with the resiliency and flexibility for meeting any energy emergency. Ministers called on the federal government to work with provinces and territories to ensure effective coordination of provincial and territorial plans with obligations under the International Energy Agency.

3. The Ministers reaffirmed the Premiers' August statement regarding national energy security. They agreed on the importance of developing and maintaining diverse and secure supplies of energy including fossil fuels from oil sands, conventional, and frontier areas; and non-fossil fuel alternatives.

4. The Ministers discussed the proposed Canadian Environmental Assessment Act (Bill C-78) and its implications for the development of energy projects. They noted that many provinces have integrated environmental assessment and review procedures that are comparable to the proposed federal review process. Ministers called for the proposed Act to be revised to provide for the substitution of a comparable provincial or territorial review process in situations where reviews would otherwise be conducted by both levels of government. Such an approach would enable a single review and decision process.

Ministers called for a [illegible] of the Yukon [illegible] [illegible] regulatory [illegible] the proposed Act, [illegible] should specifically [illegible] [illegible] balance between [illegible] government and provincial and [illegible] jurisdictions. The Ministers considered it [illegible] that the proposed federal regulatory authority be [illegible] to sufficiently detail [illegible] to leave no uncertainty [illegible] federal discretionary powers.

Ministers noted that the Yukon Environmental Assessment and Review Process guidelines will continue to apply until a new Act as Bill C-73 could be passed. The Ministers agreed that the federal government must take immediate action to remedy the uncertainties associated with these guidelines during the interim period.

Ministers expressed disappointment with the federal government proceeding to address environmental strategies unilaterally. The Ministers noted their desire to continue with the spirit of meaningful consultation [illegible] Ministers consider a federal federal action unacceptable and [illegible] that the federal government immediately begin a joint decision making process.

The Ministers noted that energy development and use within a sustainable development context must be responsible to environmental challenges. The Ministers indicated provinces and territories are working to address the challenge of environmentally responsible energy use and development through various forms of public consultation, preparing responses to the federal government Green Plan proposal, and developing strategies in concert with other stakeholders. Ministers highlighted the need to increase public awareness of the responsibilities individuals, businesses and governments have to use energy more efficiently.

5. Ministers called for a clear definition of the federal environmental regulatory mandate under the proposed Act, which should specifically describe the relationship between the federal government and provincial and territorial jurisdictions. The Ministers consider it essential that the proposed federal regulatory authority be articulated in sufficient detail as to leave no uncertainty regarding federal discretionary powers.

6. Ministers noted that the current Environmental Assessment and Review Process guidelines will continue to apply until such time as Bill C-78 could be passed. The Ministers agreed that the federal government must take immediate action to remove the uncertainties associated with these guidelines, during the interim period.

7. Ministers expressed disappointment with the federal government proceeding to address environmental strategies unilaterally. The Ministers noted their growing frustration with the lack of meaningful consultation. Ministers consider unilateral federal action unacceptable and will insist that the federal government immediately begin a joint decision making process.

8. The Ministers noted that energy development and use within a sustainable development context must be responsive to environmental challenges. The Ministers indicated provinces and territories are continuing to address the challenge of environmentally responsible energy use and development through various forms of public consultation, preparing responses to the federal government Green Plan proposal, and developing strategies in concert with stakeholders. Ministers highlighted the need to increase public awareness of the responsibilities individuals, businesses and governments have to use energy more efficiently.

9. Ministers support the principle of extending the natural gas pipeline into the Atlantic Region, seeing it as an example of a national priority within the context of national energy transmission facilities. They see it requiring strong federal government support to diversify energy supplies. Such a pipeline extension would enhance regional energy security of supply and would assist in advancing development of East Coast resources.

10. Ministers noted the importance of coal to the national energy supply mix and indicated particular interest in advancing the development of technologies to use coal more cleanly and efficiently.

11. Ministers reaffirmed the critical need for national energy efficiency standards for appliances, buildings and vehicles. Such standards promote the wise use of existing energy supplies, limit environmental contaminants and reduce consumer costs over the long term. Ministers expressed concern regarding slow progress towards establishing the necessary national standards.

12. Ministers expressed support for demand side management programs by energy utilities, noting that aggressive development of these programs can significantly improve the cost effectiveness and efficiency of our energy resource use. Demand side management initiatives complement the broader energy management responsibilities of government and can measurably contribute to addressing energy supply and environmental challenges in the decade ahead.

13. The Ministers recognized that effectively addressing energy issues and challenges will require commitment, coordination and dedication from all sectors of our society. The Ministers noted the federal government clearly has a responsibility to support energy conservation, efficiency, diversification and security

initiatives and energy research and development activities related to these initiatives which are national in scope and interest. A full and effective response to the energy issues and challenges we face in the decade ahead will require commitment and cooperation by all levels of government.

14. The Ministers will be seeking an early meeting with the federal Minister of Energy to discuss the Persian Gulf situation, the need to involve provincial and territorial Energy Ministers in the development of the federal Green Plan, and extension of the natural gas pipeline into the Maritimes.

15. The Honourable Jack MacIsaac, Minister of Mines and Energy for Nova Scotia, will host the next regularly scheduled meeting of the Council of Provincial and Territorial Energy Ministers in September of 1991.

Document: 860-253/019
Traduction du Secrétariat

RÉUNION DU CONSEIL DES MINISTRES PROVINCIAUX DE L'ÉNERGIE
(CMPE)

Communiqué

Winnipeg (Manitoba)
Le 27 août 1990

COMMUNIQUÉ

1. Les ministres provinciaux et territoriaux de l'Énergie se sont réunis à Winnipeg aujourd'hui pour discuter des questions et des défis liés à l'utilisation et à l'exploitation des ressources énergétiques au cours de la prochaine décennie. La réunion était présidée par l'honorable Harold Neufeld, ministre de l'Énergie et des Mines du Manitoba.

2. Les ministres ont discuté de la situation actuelle dans le Golfe persique et de ses répercussions sur l'approvisionnement énergétique du Canada. Ils ont observé que les réserves internationales de pétrole sont actuellement limitées mais suffisantes. Toutefois, ils ont convenu qu'il était nécessaire de prendre des mesures expéditives pour assurer la coordination des plans d'urgence et faire en sorte que toutes les régions aient la souplesse et les ressources nécessaires pour faire face à une crise énergétique. Ils ont incité le gouvernement fédéral à collaborer avec les gouvernements provinciaux et territoriaux pour assurer la coordination efficace des plans territoriaux et provinciaux avec les obligations de l'Agence internationale de l'énergie.

3. Les ministres ont réitéré la déclaration faite en août par les premiers ministres concernant la sécurité nationale des réserves énergétiques. Ils ont convenu qu'il est important d'exploiter diverses sources d'énergie, y compris les sables bitumineux, les combustibles fossiles provenant des régions accessibles et éloignées et les sources d'énergie de remplacement.

4. Les ministres ont discuté de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (projet de loi C-78) et de ses répercussions sur la mise en oeuvre de projets énergétiques. Ils ont souligné que de nombreuses provinces utilisent déjà des méthodes intégrées d'évaluation et de révision environnementales qui se comparent au processus proposé par le gouvernement fédéral. Ils ont recommandé que l'on modifie le projet de loi pour prévoir la substitution d'un processus comparable de révision provincial ou territorial dans les situations où les évaluations seraient effectuées par les deux ordres de gouvernement. Une telle approche permettrait le recours à un seul processus de révision et de prise de décisions.

5. Les ministres ont souligné qu'il convient de définir clairement le mandat de régulation du gouvernement fédéral dans le projet de loi, qui doit décrire de façon précise les rapports qui existent entre les compétences fédérales, provinciales et territoriales. Selon eux, il est essentiel que l'autorité de régulation du gouvernement fédéral soit suffisamment détaillée de façon à ne laisser planer aucun doute au sujet des pouvoirs discrétionnaires des autorités fédérales.

6. Les ministres ont noté que les lignes directrices actuelles concernant le processus de révision et d'évaluation resteraient en vigueur jusqu'à l'adoption du projet de loi C-78. Ils ont convenu que, entre temps, le gouvernement fédéral doit prendre des mesures immédiates pour dissiper les incertitudes relatives aux lignes directrices.

7. Les ministres se sont dits déçus et frustrés par le fait que le gouvernement fédéral ait procédé unilatéralement à l'élaboration de stratégies environnementales. Ils ont

d'ailleurs souligné que le manque de consultation constitue une source croissante de frustration. Ils jugent innacceptable cette démarche unilatérale et insisteront que le gouvernement fédéral mette immédiatement en oeuvre un processus conjoint de prise de décisions.

8. Les ministres ont noté que, dans le contexte du développement durable, on doit procéder à l'exploitation des ressources énergétiques en tenant compte des facteurs environnementaux. Ils ont souligné que les provinces et territoires continuent à relever le défi que présente l'utilisation des ressources énergétiques sans risque pour l'environnement en consultant le public par différents moyens, en formulant des réponses au Plan vert proposé par le gouvernement fédéral et en élaborant des stratégies de concert avec les intéressés. Ils ont souligné le besoin de sensibiliser le public aux responsabilités que doivent assumer les particuliers, les entreprises et les gouvernements en vue d'assurer l'utilisation plus efficace des ressources énergétiques.

9. Les ministres ont appuyé le principe voulant que l'on prolonge le gazoduc jusqu'à la région de l'Atlantique en tant qu'exemple de projet d'envergure nationale dans le contexte de la mise en place d'installations visant à assurer le transport des ressources. Ils ont noté que ce projet devra recevoir beaucoup d'appui du gouvernement fédéral afin de permettre la diversification des sources d'énergie. Le prolongement du gazoduc permettrait d'améliorer l'approvisionnement en énergie à l'échelle régionale et de favoriser le développement des ressources de la côte est.

10. Les ministres ont souligné le rôle important que joue le charbon dans l'approvisionnement énergétique du pays et ont manifesté un intérêt particulier pour l'amélioration des techniques permettant d'utiliser ce combustible de façon plus propre et efficace.

11. Les ministres ont réaffirmé qu'il est essentiel d'élaborer des normes nationales en ce qui a trait au rendement énergétique des appareils, des bâtiments et des véhicules. De telles normes favorisent l'utilisation judicieuse des réserves d'énergie existantes, limitent la production de substances contaminantes et réduisent les dépenses à long terme des consommateurs. Les ministres se sont dits préoccupés par la lenteur des progrès réalisés par le gouvernement en vue d'établir les normes requises.

12. Les ministres ont également appuyé la mise en oeuvre de programmes de gestion axés sur la demande par les services publics en soulignant que des mesures agressives à cet égard permettraient d'améliorer considérablement le rendement des ressources énergétiques. Les projets de gestion axés sur la demande complémentent les responsabilités globales du gouvernement fédéral dans le domaine de la gestion de l'énergie et aideront dans une certaine mesure à relever les défis que réserve la prochaine décennie sur les plans énergétique et environnemental.

13. Les ministres ont souligné que, pour relever efficacement les défis sur le plan énergétique, il faudra compter sur l'engagement, les efforts et le dévouement de responsables dans tous les secteurs. Selon eux, il est clair que le gouvernement fédéral a la responsabilité de promouvoir les activités de recherche et de développement et les projets

d'envergure nationale axés sur la conservation, la diversification, le rendement et la sécurité des ressources énergétiques. Pour répondre efficacement aux questions dans le domaine de l'énergie et relever les défis que réserve la prochaine décennie, il faudra compter sur l'engagement et la collaboration de tous les ordres de gouvernement.

14. Les ministres tenteront de se réunir prochainement avec le ministre fédéral de l'Énergie pour discuter de la crise du Golfe persique, du besoin de faire participer les ministres provinciaux et territoriaux de l'Énergie à l'élaboration du Plan vert du gouvernement fédéral et du projet visant à prolonger le gazoduc dans les Maritimes.

15. L'honorable Jack MacIsaac, ministre des Mines et de l'Energie de la Nouvelle-Écosse, sera l'hôte de la prochaine réunion ordinaire du Conseil des ministres provinciaux et territoriaux de l'Énergie prévue en septembre 1991.

MEETING OF THE COUNCIL OF PROVINCIAL MINISTERS OF ENERGY (CPEM)

RÉUNION DU CONSEIL DES MINISTRES PROVINCIAUX DE L'ÉNERGIE (CMPE)

WINNIPEG, Manitoba
August 27, 1990

WINNIPEG (Manitoba)
Le 27 août 1990

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS **LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS**

DOCUMENT NO. NUMÉRO DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-253/019		Communique Communiqué
860-253/023	Secretariat Secrétariat	List of Public Documents Liste des documents publics

Document: 860-255/011

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS RESPONSIBLE FOR CULTURE AND HISTORICAL RESOURCES

Draft Press Release and Briefing
Canadian Register of Heritage Properties

Manitoba

St. Andrews by the Sea, New Brunswick
October 11, 1990

DRAFT

PRESS RELEASE

CANADIAN REGISTER OF HERITAGE PROPERTIES

Heritage properties contribute to an understanding of the historical and cultural foundations of Canada. They are tangible links with the past and can provide Canadian citizens with a sense of shared belonging, stability and continuity. Honouring the diversity and uniqueness of Canada's built heritage, from all regions of the country, by the creation of a Canadian Register of Heritage Properties, will contribute to broadening public awareness, sensitivity and understanding of our collective history.

The provincial and territorial governments have proposed the creation of a Canadian Register of Heritage Properties whereby computerized information can be shared by all levels of government and the public on the special properties throughout the country that are being preserved as living parts of our communities. The Register would assist efforts to identify, evaluate, protect and re-cycle significant heritage properties for current use by making Canadians aware of similar resources and their treatment in regions of the country. Properties for inclusion on the proposed register would be selected by the provincial and territorial governments using assessment criteria current in each jurisdiction. A pilot project has been completed by the provinces and territories and discussions will commence with Canada, Department of Environment, regarding inclusion of federally owned and/or administered heritage properties on the proposed Register and their provision of administrative support towards the creation of a computerized shared data base.

BRIEFING

MANITOBA CULTURE, HERITAGE AND RECREATION

Re: Canadian Register of Heritage Properties

You will recall that at the October 4, 1989 meeting of the Ministers of Culture and Heritage, the Deputy Ministers were tasked to pursue the creation of a Canadian Register of Heritage Properties. I am pleased to report that during the past year the Inter-Provincial Heritage Advisory Committee has developed this proposal to a point where a press communiqué on our provincial-territorial initiative can now be considered.

IPHAC has prepared a standard property documentation form, circulated the draft form for comments from experts in computer data management, heritage and taxation, and completed a test run of properties selected by each jurisdiction. Review of the form and selected properties by the federal Canadian Inventory of Heritage Buildings staff of the Department of Environment to ensure compatability with their computer data base can now proceed. May I suggest the status of this proposal be presented verbally, as described above, at the Ministers of Culture meeting and that we focus our efforts on an appropriate means of communicating progress to date to the public. Towards this end, I have attached a rough draft press release for your consideration.

Document: 860-255/011
Traduction du Secrétariat

CONFÉRENCE PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES RESPONSABLES DE LA CULTURE ET DES RICHESSES HISTORIQUES

Communiqué de presse préliminaire et notes d'information
Répertoire canadien des biens patrimoniaux

Manitoba

St. Andrews by the Sea (Nouveau-Brunswick)
Le 11 octobre 1990

COMMUNIQUÉ DE PRESSE

PRÉLIMINAIRE

RÉPERTOIRE CANADIEN DES BIENS PATRIMONIAUX

Les biens patrimoniaux suscitent une compréhension des racines historiques et culturelles du Canada. Ils constituent des liens tangibles avec le passé et peuvent donner aux Canadiens un sentiment commun d'appartenance, de stabilité et de pérennité. La création d'un Répertoire canadien des biens patrimoniaux, qui reconnaîtra la diversité et l'unicité des bâtiments érigés dans toutes les régions du pays, contribuera à étendre la connaissance et la compréhension du grand public à l'égard de notre patrimoine.

Les gouvernements provinciaux et territoriaux ont proposé la création d'un Répertoire canadien des biens patrimoniaux au moyen duquel tous les ordres de gouvernement et le public peuvent se renseigner sur les biens particuliers qui sont protégés dans tout le pays à titre d'éléments vivants de nos collectivités. Informatisé, le Répertoire contribuera à désigner, évaluer, protéger et recycler les biens patrimoniaux importants en informant les Canadiens de l'existence de ressources similaires et de leur protection dans les régions du pays. Les biens qui seront enregistrés au Répertoire proposé seraient choisis par les gouvernements provinciaux et territoriaux à l'aide de critères d'évaluation en vigueur dans chaque province ou territoire. Les gouvernements terminé un projet-pilote et ils entameront des

négociations avec le ministère fédéral de l'Environnement en ce qui concerne l'enregistrement au Répertoire de biens patrimoniaux qui sont la propriété du gouvernement fédéral ou qui sont gérés par celui-ci et pour obtenir un soutien administratif en vue de la création d'une base de données commune.

NOTES D'INFORMATION

MINISTÈRE DE LA CULTURE, DU PATRIMOINE ET DES LOISIRS

DU MANITOBA

Objet: Répertoire canadien des biens patrimoniaux

Vous vous rappellerez sans doute que les ministres de la Culture et du Patrimoine ont confié à leurs sous-ministres, au cours de leur réunion du 4 octobre 1989, la tâche de créer un Répertoire canadien des biens patrimoniaux. J'ai l'honneur de vous informer que le Conseil consultatif interprovincial du patrimoine a fait aboutir cette proposition au cours de l'année, au point où il est maintenant possible de rédiger un communiqué de presse relatif à cette initiative provinciale-territoriale.

Le CCIP a élaboré un formulaire d'enregistrement standard, l'a présenté aux spécialistes de la gestion informatisée des données, du patrimoine et de l'impôt pour recueillir leurs commentaires, et a effectué un essai avec les biens désignés par chaque gouvernement. On peut maintenant confier au personnel de l'Inventaire canadien des édifices historiques, ministère fédéral de l'Environnement, le soin d'examiner le formulaire et la liste des biens désignés afin de s'assurer de la compatibilité du Répertoire avec leur propre base de données. Puis-je proposer qu'on fasse le point verbalement, conformément à ce qui précède, au cours de la conférence des ministres de la Culture et que nous attachions beaucoup plus d'importance à une façon appropriée de

communiquer au public les progrès réalisés jusqu'à ce jour. Dans ce but, vous trouverez ci-joint, pour étude, un communiqué de presse préliminaire.

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS RESPONSIBLE FOR CULTURE AND HISTORICAL RESOURCES

CONFÉRENCE PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES RESPONSABLES DE LA CULTURE ET DES RICHESSES HISTORIQUES

St. Andrews by the Sea,
New Brunswick
October 11, 1990

St. Andrews by the Sea
(Nouveau-Brunswick)
Le 11 octobre 1990

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS **LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS**

DOCUMENT NO. NUMÉRO DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-255/011	Manitoba	Draft Press Release and Briefing Canadian Register of Heritage Properties Communiqué de presse préliminaire et notes d'information Répertoire canadien des biens patrimoniaux
860-255/016	Secretariat Secrétariat	List of Public Documents Liste des documents publics

DOCUMENT: 860-256/001

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Final Agenda

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

HALIFAX (Nova Scotia)

April 25-26, 1990

Final Agenda

Introduction and Welcoming Remarks

Session 1 - Electricity - Fuel of the Future

Session 2 - Alternatives to Utility Capacity

Session 3 - Electricity and the Environment

Session 4 - Regional Electricity Trade

Session 5 - Electricity Regulation

Concluding Remarks

DOCUMENT: 860-256/001

9e TABLE RONDE DU CINÉE
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Ordre du jour définitif

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

9e TABLE RONDE DU CINÉE
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)

Les 25 et 26 avril 1990

<u>Ordre du jour définitif</u>

Introduction et mot de bienvenue

Première séance - L'électricité - L'énergie de l'avenir

Deuxième séance - Les solutions de rechange à l'accroissement de la capacité

Troisième séance - L'électricité et l'environnement

Quatrième séance - Le commerce de l'électricité dans la région

Cinquième séance - La réglementation de l'électricité

Allocution de clôture

DOCUMENT: 860-256/004

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

The Environment and Electric-Power Development in Québec

André Mercier
Vice-président de la planification du réseau
Hydro-Québec

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

THE ENVIRONMENT AND ELECTRIC-POWER DEVELOPMENT IN QUEBEC

NICE Round Table

Halifax, April 25, 1990

Throughout the world, energy is a foundation of economic development. Also, economic growth can no longer be dissociated from the preservation of our environment. The challenge Hydro-Québec faces in coming years is to develop Québec's immense hydroelectric potential in a way that is sustainable for future generations.

The capacity currently available to Hydro-Québec is 30,000 megawatts. The undeveloped potential of our large and small rivers is 50,000 megawatts. Studies to date show that about 19,000 megawatts of this total are economically viable in comparison with alternative base-load means of production such as thermal or nuclear plants.

According to current growth forecasts, these 19,000 are enough to meet Québec's domestic electricity needs until the middle of the next century. They are clearly a strategic advantage to meeting energy needs in Québec.

The size of Québec's hydroelectric potential must not blind us to the fact that energy is an invaluable asset and that we must encourage energy efficiency while ensuring optimum development, and maximum flexibility, of our hydroelectric resource. Development must respect the ecological limits of the planet, and must not compromise future generations' capacity to meet their needs.

Energy Conservation

The first aspect of Hydro-Québec's contribution to realizing this goal is to promote energy conservation independently of load growth. Conservation benefits the whole of Québec society; integrating it into our strategic planning allows us to adjust our installations plan and bring it into closer line with Québec's real needs.

Therefore, as the 1990s begin, Hydro-Québec is introducing a bigger and much more significant energy conservation program than it has offered in the past. The objective is to save some 13 terawatthours of energy annually by 1999. This is equivalent to the consumption of Québec City or some 10% of the present consumption of the province.

The program's success depends on how our customers respond, since it means they will have to change their consumption habits. Hydro-Quebec will be investing some 1.8 billion $ over the next ten years in raising customer awareness and implementing conservation programs. We will try, although it will not be easy, to measure the program's effects on demand as accurately as possible. This assessment will be essential to adjusting the pace of future construction and, if necessary, revising our energy conservation program.

Environmental Protection

Sustainable development will be possible only if companies like Hydro-Québec start making environmental protection and enhancement an integral part of their activities, and start planning in terms of the environment's capacity to support long-term economic development. In concrete terms, this means that Hydro-Québec must adapt the pace of development of its hydroelectric potential in order to ensure the environmental and social acceptability of its projects.

This is the logic behind the study Hydro-Québec is carrying out on the cumulative environmental effects of its future installations, and also behind the environmental studies carried out at each stage in the design and realization of its projects.

The study of cumulative environmental effects will allow evaluation of the global impact of several development projects that affect the environment, such as the future hydroelectric projects planned in Quebec.

The first results of the cumulative environmental effects study of our 19,000 MW of potential show that the consequences of the projects on the climate, wildlife and habitats, subsurface water and estuarine environments will not be major. The experience we gained during Phase I of the La Grande complex and the results of environmental follow-up there provided valuable lessons in this respect. Hydroelectric installations cause a loss of land area, but the nature of our facilities and the ecosystems is such that equally productive and dynamic ecosystems are created elsewhere. We may therefore conclude that the ecosystems of northern Quebec are not as fragile as people might believe.

For example, Phase I of the La Grande complex, Hydro-Québec's largest project, flooded a number of caribou and wildfowl habitats. But the caribou population continued to grow during construction. Today, caribou commonly use the roads and reservoirs in winter to feed and move around. As for wildfowl, according to estimates by the Canadian Wildlife Service and by Hydro-Québec, Phase I of the La Grande complex displaced less than 1% of all pairs of birds counted in Québec.

The filling of the reservoirs does raise the level of mercury in the fish living there, but this problem is not permanent. Available data indicate that mercury levels return to normal 20 to 30 years after impounding. Of course this is of great concern to the Native Peoples for whom fishing is a way of life.

But, despite the size and complexity of the problem, we think it can be carefully managed by measures such as those introduced after Phase I of the La Grande complex.

This first conclusion of the study of cumulative environmental effects - that the impacts on the natural milieu will be manageable - is conditional on a rigorous impact assessment study and appropriate mitigation measures for each project. Moreover, Hydro-Québec does not limit itself solely to prior evaluation of the impacts of a particular project. Research programs and environmental follow-up help Hydro-Québec deepen its understanding of the milieu. It views the impact assessment study as a global and continuous process; this enables it to react immediately during construction or operation of its facilities to ensure their harmonious integration into the environment.

However, Hydro-Québec recognizes that even if the effects of its projects on the natural milieu can be managed, the socio-economic issues will probably have cumulative environmental effects. The organization of the territory, the regional economy and the way of life are issues that require concerted efforts by Hydro-Québec with the people affected and with the developers of land and resources. For example, the routing of access roads or transmission line corridors must be studied from the overall perspective of land-use management and development, thus maximizing the positive spinoffs of Hydro-Québec's construction projects.

Exports

It is tempting to think that optimizing Québec's hydroelectric potential while achieving sustainable development is irreconcilable with Hydro-Québec's export objectives. In reality, our export strategy is to bring forward the construction of facilities that will be needed to meet Québec demand sooner or later. Planned in this way, exports do not place any extra strain on the environment.

Exports to American and Canadian neighbors should delay the construction of new thermal or nuclear generating facilities. In our opinion, looking at our environment problems from a more global point of view, hydroelectric exports to neighboring systems can make a long-term contribution to the reduction of acid rain and the greenhouse effect, for which thermal facilities are in part responsible.

In addition, whatever the export scenario, Hydro-Québec will retain its 13-terawatthours conservation objective. We believe that energy is an invaluable asset for Québec and should not be wasted. It must be used to improve our customers' quality of life and assist Québec's economic development. Energy exports represent a valuable economic opportunity for the people of Québec; this is why Hydro-Québec proposes to maintain its objective of exporting 3,500 MW by the beginning of the next century.

Conclusion

We have seen that Hydro-Québec's development orientations are based on establishing an essential harmony between the environment and the economy. As a manager responsible for planning Hydro-Québec's power system, I consider the protection and enhancement of the environment to be of primary importance. Like the utility's other executives, I am convinced it is possible to develop Québec's hydroelectric potential while achieving sustainable development for the benefit of present and future generations. This is one of Hydro-Québec's prime responsibilities and must be of paramount concern to all its executives and employees.

Companies, governments and citizens must become partners in defining and achieving sustainable development. In my opinion, the challenge to Hydro-Québec is this: in addition to being a developer, we must also be a protector of resources.

April 19, 1990

DOCUMENT: 860-256/004

9e TABLE RONDE DU CINÉE
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

L'Environnement et le développement électrique au Québec

André Mercier
Vice-président de la planification du réseau
Hydro-Québec

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

l'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC

Comité international du Nord-Est sur l'énergie
Halifax, 25 avril 1990

Partout dans le monde, l'énergie est à la base du développement économique. Or, la croissance de l'économie est désormais indissociable de la préservation de l'environnement. Le défi qu'Hydro-Québec doit relever dans les années qui viennent est d'assurer que le développement de l'immense potentiel hydroélectrique que possède le Québec s'inscrit dans une perspective de développement durable.

L'entreprise dispose actuellement de centrales fournissant 30 000 MW. Pour leur part, les grandes et les petites rivières comportent un potentiel non développé de 50 000 mégawatts. De ce total, les études réalisées à ce jour ont établi qu'environ 19 000 mégawatts se révèlent économiques par rapport aux moyens de production de base alternatifs, tels que le charbon, le mazout ou le nucléaire.

Ce potentiel devrait permettre, selon les prévisions actuelles de croissance, de satisfaire les besoins en électricité internes du Québec jusqu'au milieu du siècle prochain. Ces ressources constituent donc un atout majeur pour satisfaire les besoins énergétiques du Québec.

L'ampleur du potentiel hydroélectrique du Québec ne doit pas nous faire oublier que l'énergie est un bien précieux et qu'il faut en favoriser l'utilisation efficace, tout en assurant le développement optimal et flexible de la ressource hydroélectrique. Le développement doit respecter les limites écologiques de la planète et ne pas compromettre la capacité des générations futures de satisfaire leurs besoins.

LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Le premier volet de la contribution d'Hydro-Québec à la réalisation du développement durable est de promouvoir les économies d'énergie, quelle que soit la croissance de la demande d'électricité. Ces économies sont rentables pour la société québécoise; leur intégration dans la planification stratégique de l'entreprise permet de moduler le plan des installations et de mieux l'ajuster aux besoins réels du Québec.

Hydro-Québec met donc en place, en ce début des années 90, un programme d'économie d'énergie, différent et plus significatif que les programmes qu'elle a mis en place au cours des années antérieures. L'objectif de ce programme est d'atteindre des économies d'énergie de l'ordre de 13 TWh par année en 1999. Cette quantité d'énergie équivaut à la consommation de la ville de Québec, soit environ 10% de la consommation actuelle du Québec.

.../2

Le succès du programme est tributaire de la réponse de notre clientèle car il implique des changements dans les habitudes de consommation d'électricité. Hydro-Québec prévoit investir une somme de l'ordre de 1,8 milliard $ au cours des prochaines années pour sensibiliser la clientèle et pour mettre en place des programme d'efficacité énergétique. Malgré les difficultés que cela pose, nous devrons tenter d'évaluer le plus précisément possible les effets de ce programme sur la demande d'électricité. Cette évaluation sera essentielle pour ajuster le rythme de réalisation des projets futurs et revoir, si nécessaire, nos programmes d'économie d'énergie.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Le développement durable ne sera possible que si les entreprises comme Hydro-Québec prennent, dans le cadre même de leurs activités, des moyens pour protéger et mettre en valeur l'environnement et pour planifier leurs activités en tenant compte de la capacité de l'environnement de supporter le développement économique à long terme. Concrètement, cela veut dire pour Hydro-Québec que le développement du potentiel hydroélectrique doit suivre un rythme qui assure l'acceptabilité environnementale et sociale des projets.

C'est dans cette perspective qu'Hydro-Québec réalise l'étude des effets environnementaux cumulatifs de son plan des installations ainsi que ses études d'impact sur l'environnement à chaque étape de la conception et de la réalisation de ses projets.

L'étude des effets environnementaux cumulatifs permet d'évaluer l'impact global sur l'environnement de plusieurs projets de développement comme les futurs projets de production hydroélectriques envisagés au Québec.

Les premiers résultats de l'étude sur les effets environnementaux cumulatifs du potentiel aménageable de 19 000 MW montrent que ces derniers n'entraîneront pas de conséquences importantes sur le climat, les habitats et ressources fauniques, les eaux souterraines et les milieux estuariens. L'expérience acquise lors de la phase I du complexe La Grande et les résultats du suivi environnemental sont un enseignement précieux à cet égard. Les aménagements hydroélectriques engendrent des pertes de superficies, mais la nature même de ces aménagements et des écosystèmes en cause font que d'autres écosystèmes, tout aussi productifs et dynamiques sont recréés ailleurs. C'est ce qui nous amène à conclure que les écosystèmes du Nord ne sont pas aussi fragiles que l'on a tendance à le croire.

Ainsi, l'aménagement de la phase I du complexe La Grande, le plus important réalisé par Hydro-Québec, a inondé des habitats propices au caribou et à la sauvagine. Or, la population de caribou a continué à augmenter pendant la construction du complexe. Aujourd'hui, les caribous fréquentent assidûment les réservoirs et les routes pendant l'hiver, pour se déplacer et se nourrir.

Quant à la sauvagine, selon les estimations faites par le Service canadien de la faune et Hydro-Québec, la réalisation de la phase I du complexe La Grande a déplacé moins de 1% de la totalité des couples recensés au Québec. Par ailleurs, la mise en eau des réservoirs entraîne une hausse du taux de mercure des poissons vivant dans ces réservoirs. Ce problème n'est pas permanent : selon les données disponibles, les taux de mercure dans les réservoirs reviendraient à la normale au bout de 20 à 30 ans.

Cette question préoccupe les autochtones qui pratiquent la pêche comme activité de subsistance.

Malgré l'importance et la complexité du problème, nous croyons qu'il est possible de le gérer convenablement par des mesures telles que celles mises en place suite à la réalisation de la phase I du complexe La Grande.

La première conclusion de l'étude des effets environnementaux cumulatifs est conditionnelle à ce que chaque projet fasse l'objet d'une étude d'impact rigoureuse et de mesures d'atténuation appropriées. D'ailleurs, Hydro-Québec ne se limite pas à la seule évaluation, au préalable, des impacts d'un projet particulier. Par ses programmes de recherche et par le suivi environnemental, elle approfondit sa connaissance du milieu. L'étude d'impact est considérée comme un processus global et continu, ce qui permet à Hydro-Québec de réagir à tout moment, au cours de la construction ou de l'exploitation de ses équipements pour s'assurer de leur intégration harmonieuse dans l'environnement.

Cependant, Hydro-Québec reconnaît que même si les effets sur le milieu naturel sont gérables, les enjeux socio-économiques de ces projets peuvent engendrer des effets environnementaux cumulatifs. L'organisation du territoire, l'économie régionale et le mode de vie des populations sont des enjeux qui nécessitent des efforts concertés de l'entreprise avec les populations concernées et les gestionnaires du territoire et des ressources. Par exemple, l'emplacement des routes d'accès ou des axes de lignes de transport doit être étudié dans une perspective globale d'aménagement et de développement, ce qui permettra de maximiser les retombées positives des projets d'Hydro-Québec.

LES EXPORTATIONS

Certains pourraient être tentés de croire que l'optimisation du potentiel hydroélectrique du Québec dans un objectif de développement durable est inconciliable avec les objectifs d'exportation d'énergie d'Hydro-Québec. Notre stratégie en matière d'exportation consiste à devancer des équipements qui seront de toute façon requis pour la demande interne du Québec. Ainsi planifiées, les exportations ne génèrent pas d'impacts additionnels sur l'environnement.

Pour les réseaux voisins américains et canadiens, ces exportations permettent de reporter la construction de nouveaux équipements de production thermiques ou nucléaires. À notre avis, dans une vision plus globale des problèmes environnementaux, exporter de l'énergie hydroélectrique vers les réseaux voisins peut contribuer, à long terme, à diminuer les pluies acides et l'effet de serre dont les centrales thermiques de ces réseaux sont en partie responsables.

Par ailleurs, quel que soit le scénario d'exportation envisagé, Hydro-Québec conservera l'objectif d'économies d'énergie de 13 TWh qu'elle s'est fixé. Nous croyons que l'énergie est un bien précieux pour les Québécois et ne doit pas être gaspillée. Elle doit servir à améliorer la qualité de vie de notre clientèle et profiter au développement économique du Québec. L'exportation d'énergie constitue une opportunité économique rentable pour les Québécois et c'est pourquoi Hydro-Québec propose de maintenir un objectif d'exportation de 3500 MW, pour le début des années 2000.

CONCLUSION

Vous aurez constaté que les orientations de développement d'Hydro-Québec reposent sur l'harmonisation essentielle à établir entre l'environnement et l'économie. En tant que gestionnaire responsable de la planification du réseau d'Hydro-Québec, j'attache à la protection et à la mise en valeur de l'environnement, la plus grande importance. Comme les autres dirigeants de l'entreprise, je suis convaincu qu'il est possible de mettre à profit le potentiel hydroélectrique du Québec tout en réalisant un développement durable, au profit des générations actuelles et futures. Il s'agit là d'une responsabilité première de l'entreprise et qui doit être partagée par tous ses dirigeants et employés.

Les entreprises, les gouvernements et les citoyens doivent devenir des partenaires dans la définition et la réalisation du développement durable. Quant à moi, le défi pour Hydro-Québec est là : d'exploiteur de la ressource nous devrons également en devenir le défenseur.

Le 18 avril 1990

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Interprovincial Vs International Trade in Electricity

Alexander N. Karas
Director Electric Power Branch
National Energy Board

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

9th NICE Energy Roundtable

Session 4 - Regional Electricity Trade

A.N. Karas
Director Electric Power Branch
National Energy Board
Ottawa, Ontario

INTERPROVINCIAL VS INTERNATIONAL TRADE IN ELECTRICITY
INTRODUCTION

I am honored to participate in your panel session this afternoon. I hope the information I will be presenting will help stimulate discussion on US/Canada electricity trade, particularly as it concerns utilities in Eastern Canada and the New England states. As the title of my presentation suggests, I would like also to broaden the focus to include both international and interprovincial aspects of electricity trade. Finally, I would like also to explore the Federal policies and regulations that have been put into place as well as other Federal initiatives designed to foster increased trade to the benefit of electric utilities and their customers in both countries.

EASTERN CANADA/US ELECTRICITY TRADE

Electricity exports, to which we will now turn, have taken place since the early 1990's when a number of new hydro-electric development in the Niagara Peninsula were dedicated to industrial customers in the United States. In the intervening years electricity trade between the two nations increased in both directions as the North American power systems became more and more strongly interconnected with increasing intertie opportunities.

By 1970, net electricity trade was roughly in balance. However, the rapid oil price increases of the early 1970's created a wide gap between the generation costs of hydro and coal based Canadian electric utilities and US oil fired utilities particularly in New York and the New England States. This, coupled with large surpluses which many Canadian utilities experienced during that period, as a result of a slow down in the growth of domestic demand, provided significant opportunities for increased electricity exports from Canada, to the mutual benefit of exporters and importers.

New York state has traditionally been the largest market for Canadian electricity. However, New England, particularly since the coming into commercial operation of the HQ-NEPOOL high voltage direct current interties, has recently overtaken New York and is now the premier importer of Canadian electricity.

I would now like to spend some time reviewing the magnitude and characteristics of Canadian Imports into the New England market.

Figure # 1 shows that the energy supply in New England for the year 1989 was about 113 Terawatt hours. By far the largest component was thermal production at 59% followed by nuclear generation at 31%. Canadian imports contribution to that supply, on the other hand, amounted to only 6% or about 7 Terawatt hours.

Figure # 2 on the other hand shows the 1989 imports to New England by Canadian exporters, NB Power supplying 58% of total imports following by Hydro-Québec with 32% combined to deliver 90% all Canadian electricity sales into that market. As you can see, Ontario Hydro's sales to New England amounted to only 5% and it is expected that it will drop out as a supplier to New England in the near future.

Figure # 3 addresses the issue concerning the environmental impacts associated with Canadian electricity sale to the to New England by showing the breakdown of Canadian imports by source of production. Fully 63% of imports come from nuclear and hydro sources which have no detrimental impacts on air quality. Quite the contrary is true as Canadian imports are used mostly to displace oil fired generation in New England, the net result is a reduction in the total acid gas emissions in that region of Canada and US as a whole.

Reliability and security of supply have and will continue to be important considerations by utilities when examining their alternative sources of supply to meet their current and forecast load requirements. In that regard Figure # 4 shows both the historic and forecast 1995 estimates of Canadian exports to New England as a percent of that market's total load. You will note that the maximum share of the market captured by Canadian electricity was only 12% and this occurred in 1987. The Canadian export share of the market since then has dropped significantly because of reduced exports by Hydro-Québec due to poor water conditions and increased domestic demand.

As for future exports, we note that any Canadian surplus capacity that currently exists is rapidly coming to an end. Future exports thus will likely be based on long term firm power deals. We estimate that by 1995 Canadian electricity share of the New England market will reach 9%.

CHANGES TO FEDERAL ELECTRICITY EXPORT REGULATIONS

Turning now to the regulatory climate for international trade in electricity, let me say at the outset that the NEB has never set either the quantities or prices of electricity for export. Quite the opposite, quantities and prices have always been negotiated by the parties based on market conditions at the time. The previous NEB Act however required the Board to satisfy itself that the quantities proposed to be exported were surplus to the reasonably foreseeable Canadian requirements (i.e. Security Regulation) and that the export price was just and reasonable in relation to the public interest (i.e. Price Regulation). To carry out its mandate, the Board had developed surplus and price tests to screen and examine export proposals. Prospective exporters have clearly understood these requirements and have taken them into consideration when negotiating export contracts. Experience to date suggests that only in exceptional circumstances, such as in cases of clear non compliance with the Board's requirements were licence requests for exports denied.

As you may be aware, starting in the spring of 1986, the Progressive Conservative Government announced its Regulatory Reform Strategy. It called for the streamlining of the Federal system to reduce costs, uncertainties and delays. It further indicated that the government would henceforth place priority on increased regulatory cooperation with the provinces, so as to eliminate unnecessary duplication. More specifically, the Cabinet directed the Minister of Energy Mines and Resources to review electricity export licensing procedures. This review took the form of a public inquiry by the Board as well as extensive consultations by the Minister with his provincial colleagues to obtain their reaction to the Board's report and to develop details of the new policy. The new policy which was announced in September of 1988 called for significant changes to the Federal regulation of electricity. The central principle underlying the new policy was that Federal regulation would concentrate on those aspects of a proposal that may not have been sufficiently dealt with by provincial practices and procedures. The legislation giving effect to the new policy was contained in Bill C-23, which has now received royal assent. Gone in the Amended NEB Act are the previous provisions relating to surplus and price. In their place are three new criteria. Henceforth, in assessing export applications, the Board will have regard to:

- **Whether there are unacceptable extra provincial impacts to the proposal.** For example the Board could consider whether the reliability and security of interconnected provincial electric utilities would be affected by the proposed networks.

- **Whether Canadians wishing to purchase electricity to serve their own domestic requirements are given the opportunity by the applicant to purchase electricity on terms and conditions as favorable as those provided export customers.** No longer would the Canada first principle apply wherein Canadians had first offers of the electricity proposed to be exported. Rather, they now would have to compete on the "same level playing field" with prospective US purchasers for electricity available for sale by the applicant.

- **the impact of the export on the environment.** No one need doubt today the Federal government's resolve towards a better and cleaner environment. Several major initiatives have been undertaken to protect the environment. The explicit mandate given to the Board in the Amended Act as it relates to the environment is only one of a host of initiatives taken by the government. In this regard the Board's review may need to encompass all the environmental impacts associated with a given export proposal, from the perspective of the production of electricity for export to the end use of the electricity at the market.

In summary these legislative change to the NEB Act will provide for the streamlining of the regulatory processes and will allow US/Canada electricity trade to be conducted even more freely than at present. At the same time however it will allow continued federal oversight on matters of extra provincial impacts, fairness and environment so as to protect the public interest.

INTERPROVINCIAL VS. INTERNATIONAL TRADE

In the United States, interstate electricity trade generally comprises about 30% of the nation's total trade in electricity. Imports from Canada, although important in some regions, only capture about 1-2% of the total US market share. In Canada, on the other hand, interprovincial electricity trade amounts to only about 4-5% of the total Canadian generation while exports comprise about 10% of total production.

As shown in Figure # 5, all provinces are involved in bilateral or one-way exchanges with neighbouring provinces or states. In most cases net interprovincial transfers are normally from predominantly hydraulic systems to mixed generating systems. Examples include the transfers from Québec to New Brunswick and Ontario, and from Manitoba to Ontario and Saskatchewan.

In the following figures the trends in the interprovincial sales of electricity are shown and compared with exports by provinces for the historic period 1985 to 1989.

Newfoundland

Figure # 6 shows that electricity sales by Newfoundland to Québec in accordance with the Churchill Falls contract decreased from a peak of about 36 000 GW.h in 1984 to about 25 000 GW.h in the following years. Changes in the volumes of transfers relate to the variations in annual streamflows and their effect on the plant output.

Nova Scotia

Figure # 7 shows that interprovincial sales to New Brunswick, usually based on coal fired generation, has been modest historically. However there has been a significant pick-up of sales in 1989.

New Brunswick

Figure # 8 shows that electricity sales from New Brunswick to Prince Edward Island (PEI) have ranged from approximately 500 to 600 GW.h per year. This relatively stable trend reflects the fact that PEI continues to rely on economy energy purchases form New Brunswick to displace over 90% of its higher cost oil-fired generation.

The figure also shows that electricity sales from New Brunswick to Nova Scotia have fluctuated greatly over the past five years, with 1988 sales falling to only 28% of their 1987 level. This decrease in sales is reflective of NB Power's diminished opportunities to lower its supply costs through purchases of surplus hydraulic energy from Québec due to adverse water conditions in that province.

It is also interesting to note that starting in 1988 Québec has became of purchaser of electricity from new Brunswick.

As for exports the figure shows that these levels ranged from a high of about 7 TW.h in 1986 and have declined steadily thereafter to 4.5 TW.h in 1989. Exports however are between 2 and 5 times larger than corresponding interprovincial sales.

Québec

Historically annual electricity sales by Québec to New Brunswick have been about 4 000 GW.h. However as Figure # 9 indicates sales have increased to about 7 200 GW.h in 1986. These increases are due principally to the doubling in the interconnection capacity between these provinces in 1985-86 and the increased availability of surplus hydro generation in Québec during this period. However, electricity sales plummeled from 1987 to 1989. Low water conditions coupled with a high energy demand within the province have significantly lowered surplus hydro energy available for out of province sales.

Figure 9 also shows that electricity sales by Québec to Ontario reached a peak of about 8 600 GW.h in 1985 and have declined thereafter to just over 1 000 GW.h by 1989. The decline in sales by Québec to Ontario occurring after 1985 generally coincided with the increase in sales by Québec to New Brunswick. This decline can be attributed, at least in part, to the re-alignment of out-of-province sales by Québec to the more lucrative markets of New Brunswick, New York and New England. Again, the steep decline in the level of sales by Québec of about 5 TW.h between 1987 and 1989 is a result of the adverse water conditions experienced by that province.

Exports by Québec to both New England and New York generally showed the same pattern of trade from high of over 16 TW.h in 1987 and declining steadily thereafter.

It is interesting to note that Québec is one of the few provinces where the magnitude of interprovincial electricity sales is comparable to that of exports.

Ontario

Figure # 10 shows that interprovincial sales by Ontario have been neglibile. This is understandable since both neighbouring Canadian Utilities are hydro based with much lower incremental production costs than Ontario Hydro's marginal cost of generation from coal fired plants.

Ontario however was once one of the nation's largest exporters. Export volumes reached 10 TW.h in 1985 but have since declined significantly over the last few years. Ontario Hydro's high reliance on relatively high cost fossil fuels for exports has resulted in an erosion of its share of the export market compared with utilities selling lower-priced hydraulic energy. Other major reasons for the recent decline in exports include increases in domestic demand and curtailment of fossil fired generation to comply with the stringent acid gas emission criteria and limits established by the Government of Ontario.

Manitoba

Figure # 11 shows that, except for a moderate decline in 1986, annual electricity sales by Manitoba to Ontario were relatively stable during the review period's initial years, ranging between 900 and 1 000 GW.h. However, a significant drop occured in 1988, because Manitoba like Québec also experienced unusually dry weather. As a result, sales to Ontario declined by 51% over 1987 levels.

Figure # 11 also shows that with the exception of 1988, net electricity sales by Manitoba to Saskatchewan have dropped off significantly towards the end of the review period, reflecting the decreased availability of surplus energy for sale by Manitoba due to low water conditions. Although Manitoba continued to feel the effects of sub-standard water levels in 1988, the effect of the drought on Saskatchewan was more severe, forcing Saskatchewan to increase its imports of energy from Manitoba.

As for exports, Manitoba which was a major exporter up until 1986 has drastically curtailed its export sales for the reasons noted above.

Saskatchewan

As seen from Figure # 12 both interprovincial sales to Manitoba and exports generally have been modest over the review period.

Alberta

Historically the net transfers of electricity between Alberta and BC have been very modest. However, as Figure # 13 indicates starting in 1985, sales from Alberta to B.C. have increased appreciably. The reason for this was the placing into service in 1985 of a major new interconnection between systems in B.C. and Alberta. As a result, for the first time the Alberta systems could deliver significant quantities of their low-cost off-peak thermal energy to B.C. for domestic as well as resale purposes by B.C. into the U.S. North-West region. The increase in two way trade is indicative of the improvement in hydro/thermal coordination between the systems.

British Columbia

Figure # 14 shows that interprovincial sales to Alberta are small when compared with export trade. Exports however have varied tremendously over the review period, reaching peaks of over 10 000 GW.h in 1985 and 1987 and falling to a low of about 4 000 GW.h in 1986 due to low oil prices and the implementation of Bonneville Power Administration's (BPA) new Interim Transmission Access Policy which effectively restricted BC Hydro's access to transmission on BPA's North-South interties for exports to the California market.

In summary the current levels of interprovincial electricity trade are modest even when compared with export trade. This has led to the general perception that there may be greater potential for increased interprovincial trade through enhanced cooperation between provincial power systems.

INITIATIVES ON INTERPROVINCIAL ELECTRICITY TRADE

Having completed its review on electricity export regulations, the Federal government has now turned its attention to ways and means to increase interprovincial trade in electricity. As a part of this initiative it has requested the National Energy Board to carry out a review of this matter.

The principal motivation for this request can be found in the report entitled Energy and Canadians into the 21st Century, which was published in August of 1988. This was the report issued by the Advisory Committee on the Energy Options Process, which was initiated by the Government of Canada in April of 1987 to review and assess Canada's energy prospects.

With respect to interprovincial electricity trade, the Committee stated that the "federal government could pursue a role as a catalyst or as a principal party", and it then made two specific recommendations:

- First, "Electrical energy generation should be organized on a cooperative interprovincial scale when economically viable. There may be significant opportunities for interprovincial trade or joint development to produce lower-cost energy than province-by-province project development".

- Second, "The federal government should articulate the conditions under which one province has a right to access, on a business basis, another province's electricity corridor or electrical grid for the purpose of transmitting electricity to a market not adjacent to the first province".

The Federal government recognized that these suggestions raised a number of difficult practical and jurisdictional questions that must be addressed before it could decided whether it was necessary to take specific policy actions in this area. Accordingly it has asked the Board to review possible measures to:

(i) encourage greater cooperation between utilities in systems planning and development;

(ii) enable buyers and sellers of electricity to obtain commercial access to available transmission capacity through intervening provinces for wheeling purposes.

The Board recognizes that there may be conflicts between the first objective relating to measures to encourage inter-utility cooperation which may entail provisions for mutual assistance, joint planning, free and wide information and data exchange etc, and the second objective dealing with open transmission access and wheeling which could lead to greater competition between utilities for market share. Ideally the Board's review should strike the right balance between these two objectives.

The Board is thus planning to carry out the review along two separate tracks. The first will focus on inter-utility cooperation. The second will address questions relating to wheeling and transmission access.

The first track will culminate in a draft report, prepared by Board staff, which will be made available for comment once it is completed. Work with respect to the second track will begin with a study of the technical issues associated with wheeling and transmission access, and it will be carried out for the Board by Casazza, Schultz and Associates, an independent consulting firm specializing in problems associated with the transmission of electricity. The Casazza Schultz study will also be made available to interested parties for comment when it is completed.

In carrying out the research necessary for the study of inter-utility cooperation, the Board has prepared a questionnaire accompanied by paper entitled "Interutility cooperation: A conceptual Framework" which seeks advice and information from Canada's electrical utilities and other interested parties. A letter seeking this assistance, and providing additional information about the review as a whole, has been sent out. While it is addressed primarily to the electrical industry, others who may wish to respond to some or all of the questions raised, or to comment on any other relevant matters, are invited to do so. Written submissions are to be filed with the Secretary by 12 May 1990.

The Board is also conducting two in-house studies to further move the discussions and dialogue forward. The first will deal with comparative costs of new generating facilities in Canada while the second will focus on the potential for enhanced wheeling within the Northeast Power Coordinating Council comprising the power systems in Ontario, Québec, the Maritimes, New York and New England. This latter study will be conducted using the Board's multi area dispatch model entitled CANEBEX-5.

POTENTIAL TRADE BENEFTIS

The benefits to be gained through increased inter-utility trade and cooperation are similar to those anticipated from international trade. In general, the objectives are; to increase economic efficiency, improve flexibility and security of supply, and realize environmental improvements.

Economic efficiency gains may include those due to; seasonal and/or time diversity, complementarity of thermal and hydro systems, energy banking, reduced reserve margins, installation of most economic regional generating units, and economy interchanges.

Flexibility improvements may include; reduced over- or under-capacity risks, emergency support, and reduced fuel dependency risks.

Environmental benefits would result from increased system efficiencies and reduced fuel use.

Of course, a large proportion of these benefits are already being realized through existing arrangements made by utilities. The objective of the current review is to determine what incremental benefits could be achieved through *increased* inter-utility trade and cooperation.

Constraints associated with increased inter-utility trade and cooperation may include; additional transmission costs, organizational complications, reduction of individual utility autonomy, risk of enlargement of area affected by major outages, and loss of local employment and other benefits associated with installation of generating systems. Some of these constraints such as transmission costs, outage risks, and loss of local benefits are common to international trade. In addition, there may be jurisdictional, regulatory, environmental, and political obstacles.

POTENTIAL TRADE OPPORTUNITIES

Even as this review proceeds the Board is encouraged by the recent developments which will improve interprovincial trade. The two most notable instances being the purchase by Ontario Hydro from Manitoba Hydro of up to 1 000 MW of long term firm power and associated energy and the Hydro-Québec - NB Power agreement whereby NB Power will build gas turbine facilities for purchase by Québec.

Additional potential opportunities which may emerge as a result of this review are:

- Increased bi-lateral and multi-lateral cooperation among the four western provinces of British Columbia, Alberta, Saskatchewan, and Manitoba.
- Increased hydro/thermal coordination between Ontario and Québec
- Cooperation between Quebec and Newfoundland in developing and marketing Labrador's hydro resources. (Negotiations between these provinces are currently underway).
- Increased integration of planning and operations among the Maritime provinces of New Brunswick, Nova Scotia, and Prince Edward Island.
- Multi-lateral wheeling arrangements within Canadian regions.

Finally it is worth noting that international trade and interprovincial trade in electricity are not necessarily mutually exclusive. In general, interprovincial interconnections tend to increase access to export markets. Example of this are the Alberta-British Columbia and the Québec-New Brunswick interconnections.

Chart 1

NEW ENGLAND ELECTRICITY SUPPLY

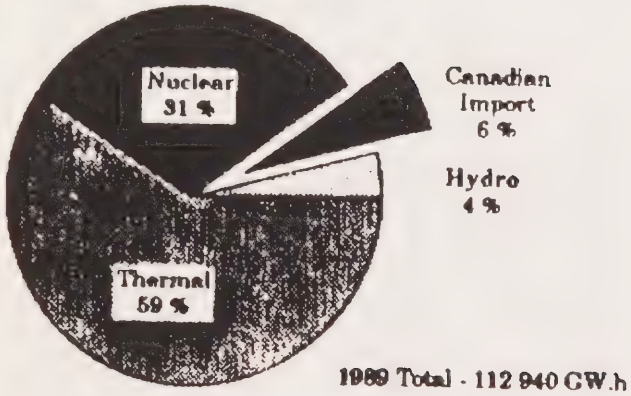


Chart 2

CANADIAN ELECTRCITY IMPORTS TO
NEW ENGLAND BY EXPORTER

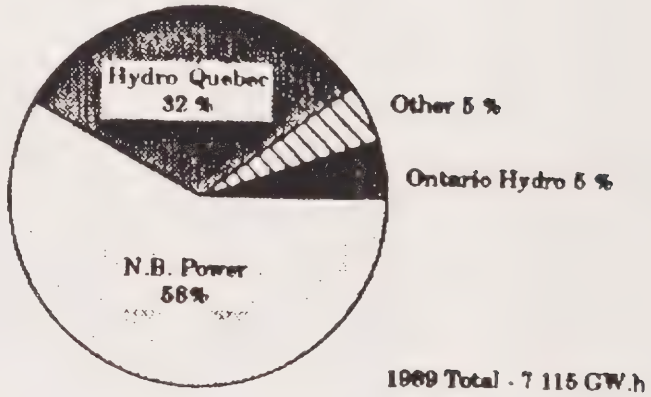


Chart 3

CANADIAN ELECRICITY IMPORTS
TO NEW ENGLAND
BY SOURCE OF PRODUCTION

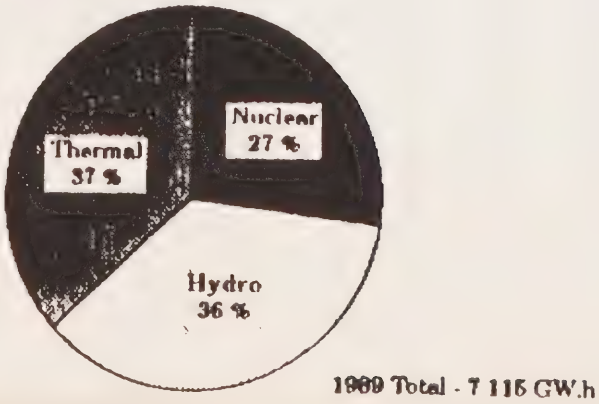
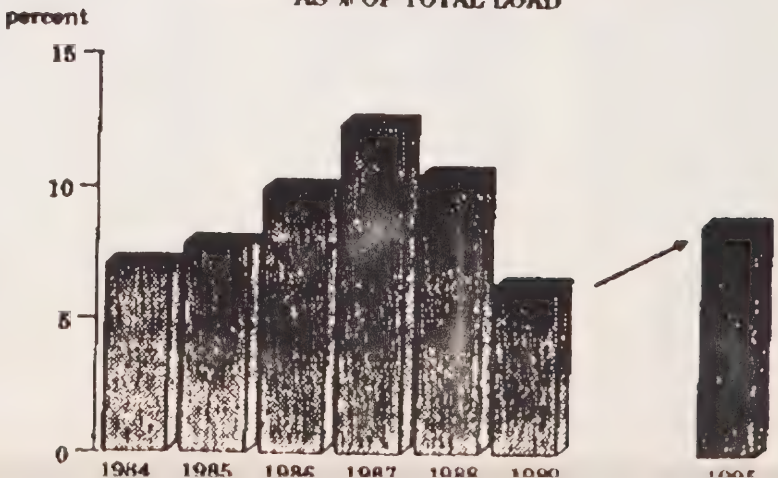
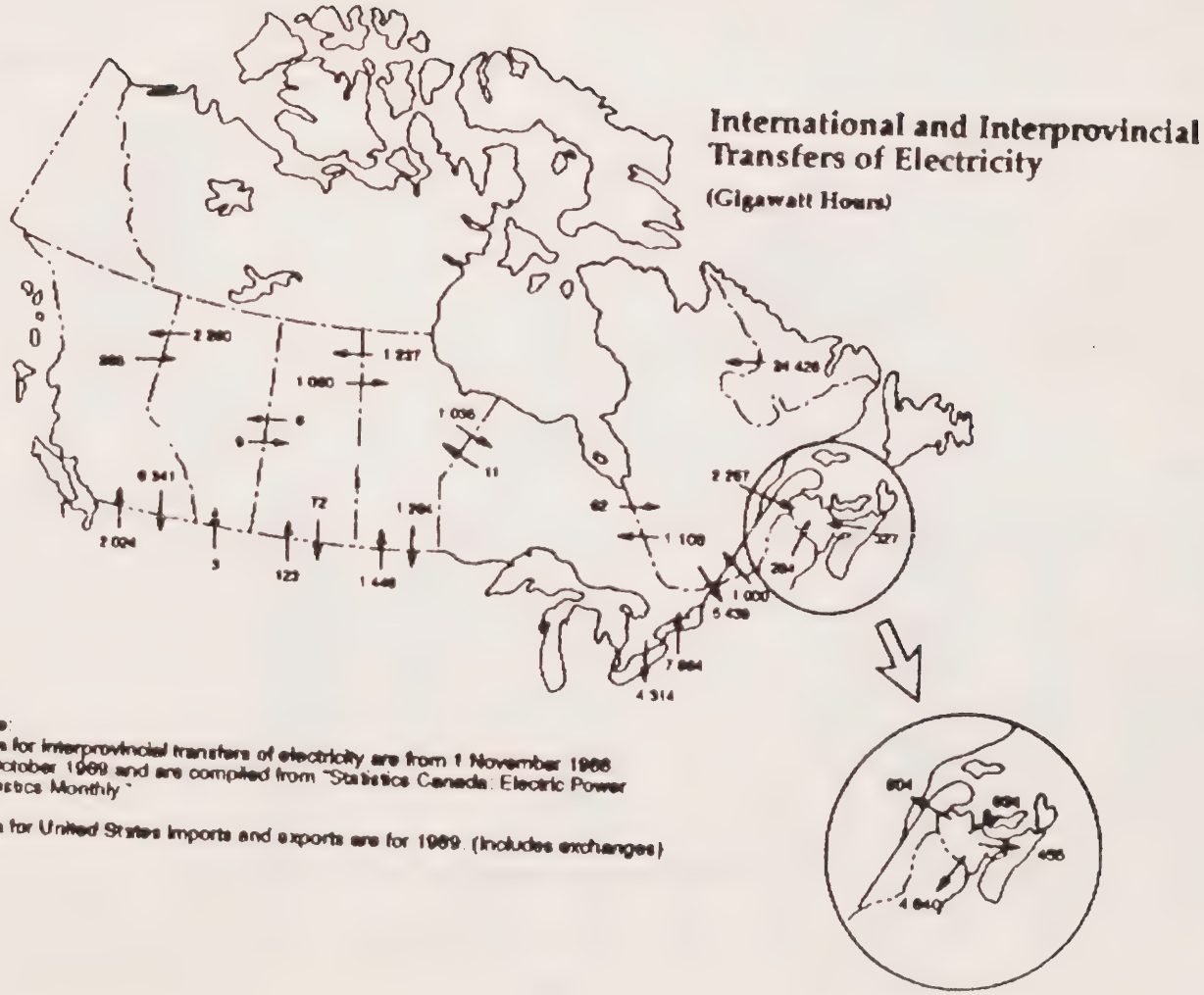


Chart 4

NEW ENGLAND ELECTRICITY IMPORTS
AS % OF TOTAL LOAD

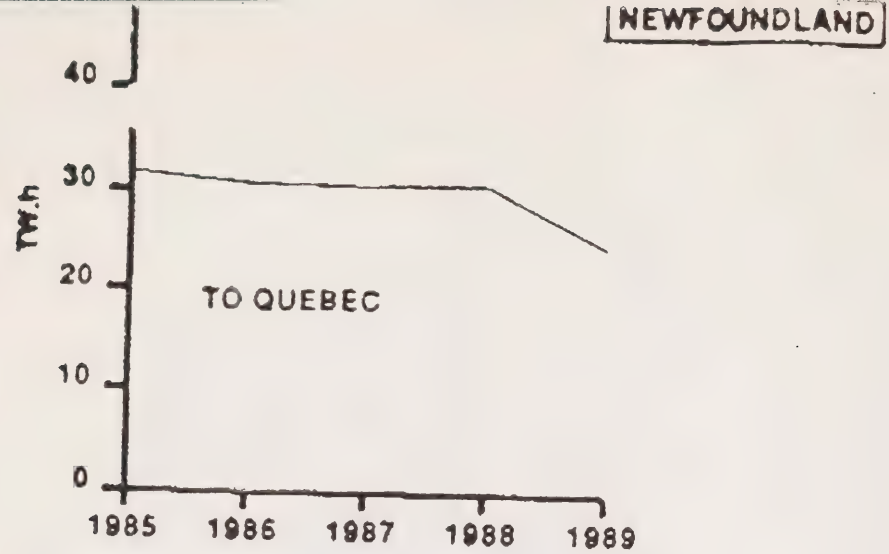




Note:
Data for interprovincial transfers of electricity are from 1 November 1988 to October 1989 and are compiled from "Statistics Canada: Electric Power Statistics Monthly."

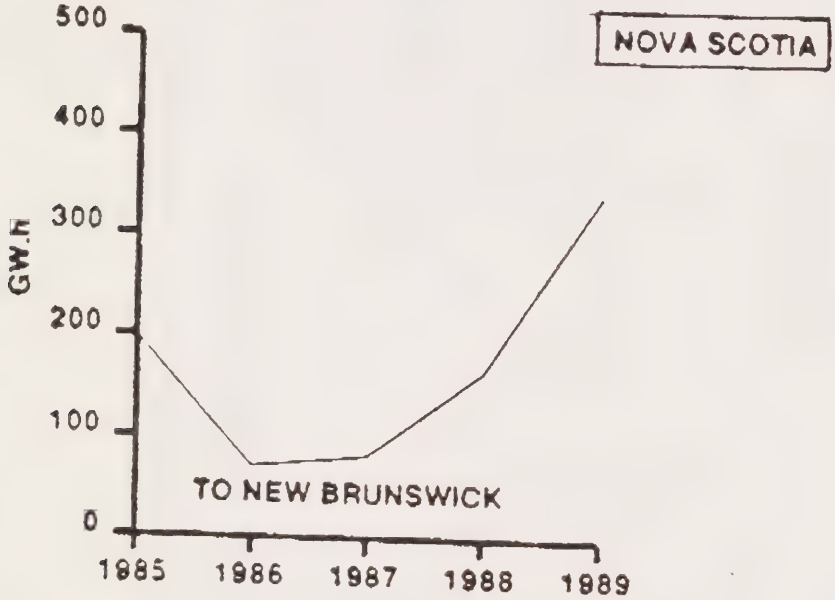
Data for United States imports and exports are for 1989. (Includes exchanges)

Figure 5



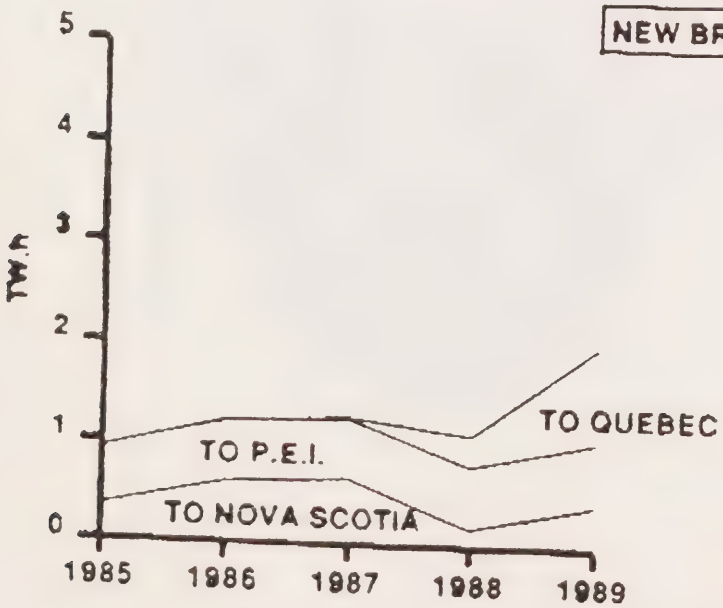
N/A

Figure



N/A

Figure 7



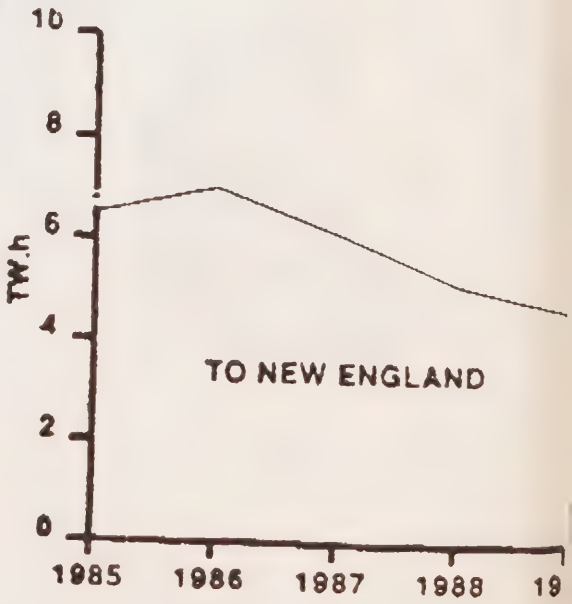
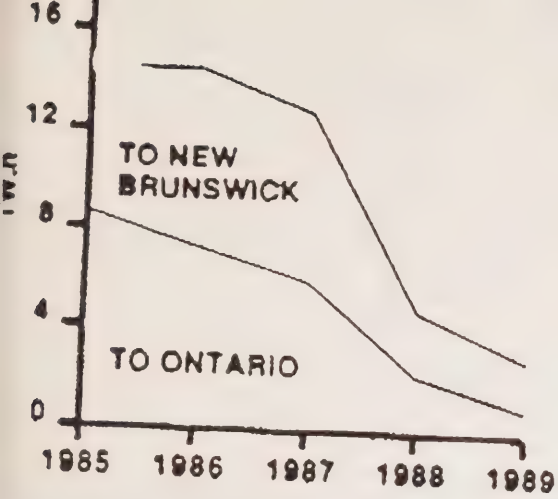


Figure 8



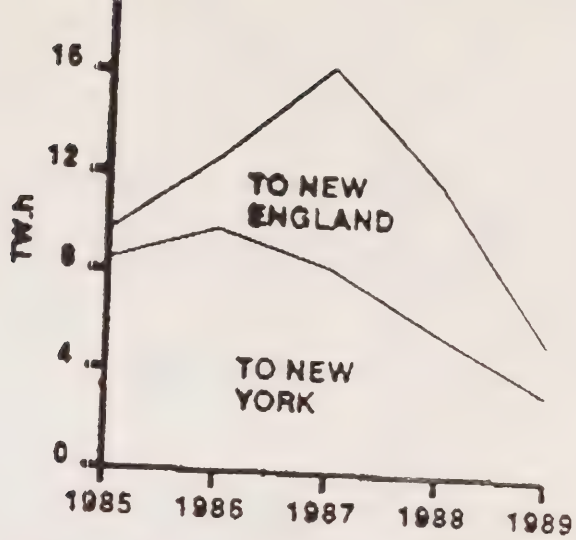


Figure 9

ONTARIO

(TOO SMALL)

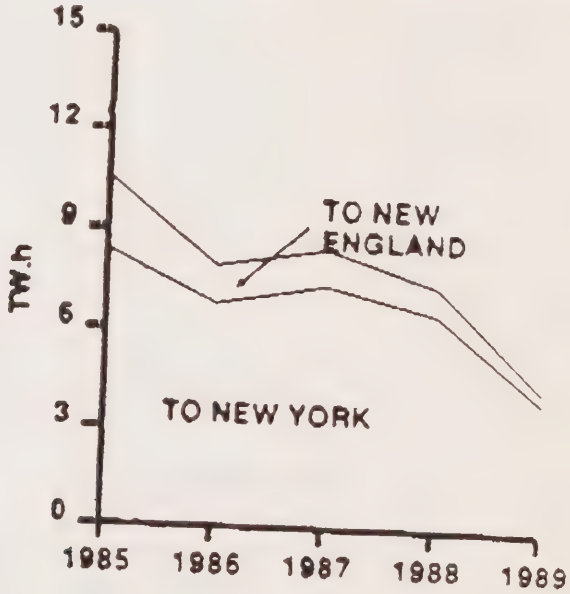
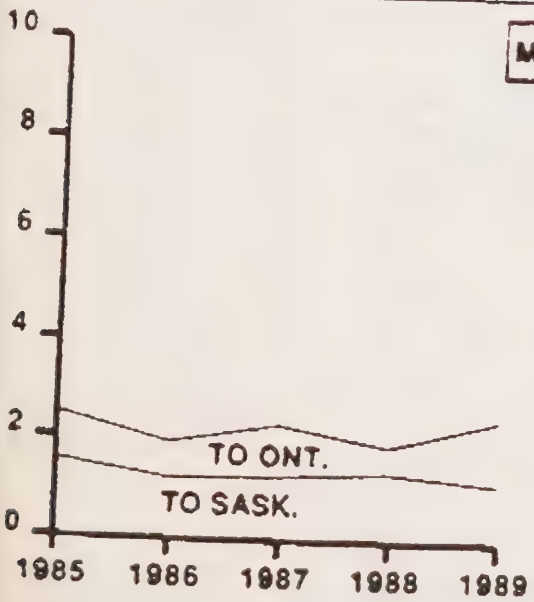


Figure 10

MANITOBA



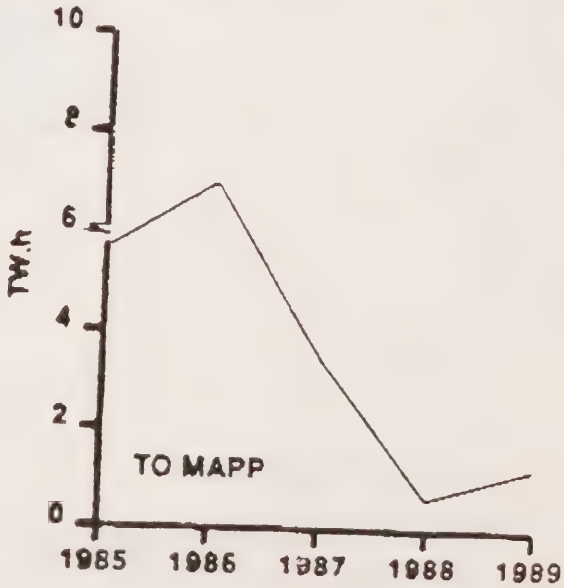
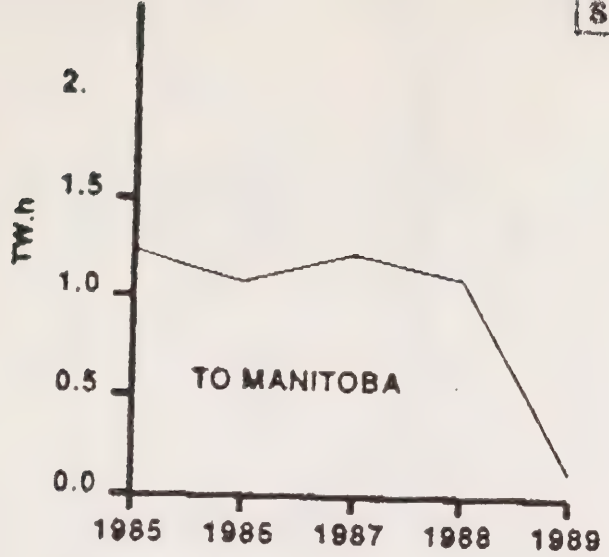
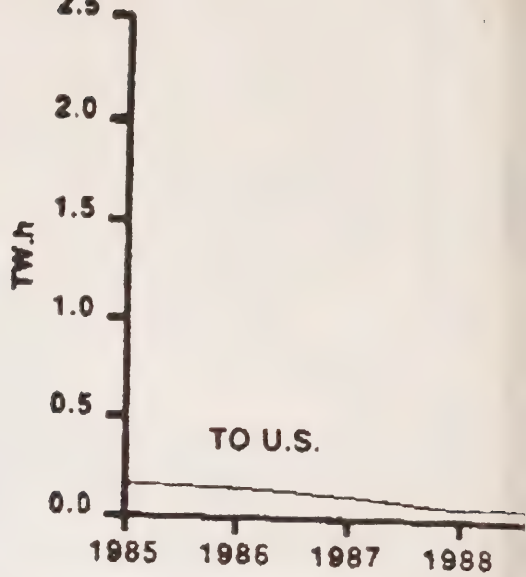


Figure 11

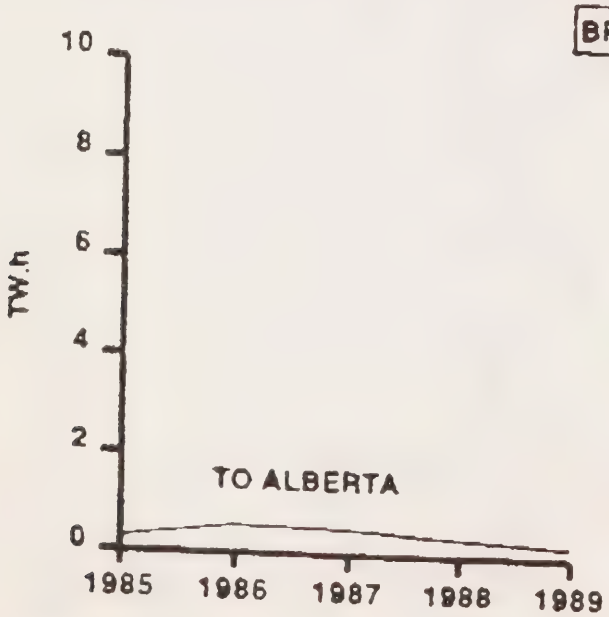




Figure

N/A

Figure



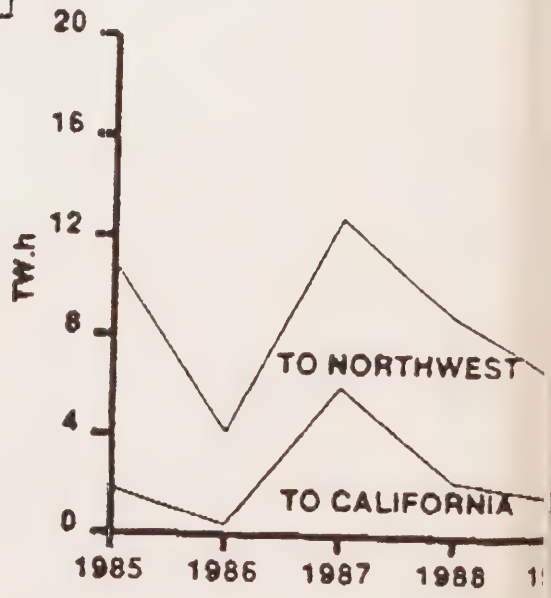


Figure 14

DOCUMENT : 860-256/005

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Le commerce interprovincial et international de l'électricité

Alexander N. Karas
Directeur, Direction de l'électricité
Office national de l'énergie
Washington, D.C.

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

9e Table ronde du CINÉ

Quatrième séance : Le commerce de l'électricité dans la région

A.N. Karas
Directeur, Direction de l'électricité
Office national de l'énergie
Ottawa (Ontario)

LE COMMERCE INTERPROVINCIAL ET INTERNATIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ

INTRODUCTION

C'est un honneur pour moi de participer aujourd'hui à votre séance de discussion. J'espère que l'information que je vous présenterai contribuera à stimuler le dialogue sur le commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada, particulièrement en ce qui concerne les services publics de l'est du Canada et ceux des États de la Nouvelle-Angleterre. Vous aurez peut-être deviné, d'après le titre de ma communication, que j'étendrai mon propos aux aspects internationaux et interprovinciaux du commerce de l'électricité. J'aimerais également aborder les politiques et règlements mis en oeuvre par le gouvernement fédéral, de même que d'autres projets fédéraux visant à stimuler un commerce accru entre nos deux pays pour le bénéfice des services publics et de leurs clients.

LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ ENTRE L'EST DU CANADA ET LES ÉTATS-UNIS

Les exportations d'électricité, que nous allons maintenant aborder, ont commencé vers le début des années 19??, au moment où un certain nombre de nouvelles centrales hydroélectriques de la péninsule du Niagara ont commencé à alimenter des industries des États-Unis. Dans les années qui ont suivi, le commerce de l'électricité entre les deux pays a augmenté dans les deux sens, les interconnexions entre les réseaux d'électricité de l'Amérique du Nord devenant de plus en plus nombreuses.

En 1970, le commerce net de l'électricité était pratiquement en équilibre. Toutefois, l'augmentation rapide des prix du pétrole au début des années 1970 a fait naître un grand écart entre les coûts de production des centrales canadiennes fonctionnant à l'énergie hydraulique et au charbon et ceux des centrales américaines alimentées au pétrole, particulièrement dans les États de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Ce phénomène ainsi que les grands

surplus de production des services publics canadiens pendant cette période — résultat d'une ralentissement dans l'accroissement de la demande nationale — ont été propices aux exportations canadiennes d'électricité et profitables tant aux exportateurs qu'aux importateurs.

L'État de New York a toujours constitué le plus grand marché pour l'électricité canadienne. Toutefois, la Nouvelle-Angleterre, particulièrement depuis la mise en exploitation commerciale de l'interconnexion Hydro-Québec-NEPOOL à haute tension continue, a pris le pas sur l'État de New York et est devenue le principal importateur d'électricité produite au Canada.

J'aimerais maintenant examiner avec vous l'importance et les caractéristiques des exportations canadiennes d'électricité vers le marché de la Nouvelle-Angleterre.

La figure 1 montre que l'approvisionnement en énergie de la Nouvelle-Angleterre s'est élevé à environ 113 TWh en 1989. L'énergie thermique a servi à produire, et de loin, la composante la plus importante de cet approvisionnement (59 %), suivie de l'énergie nucléaire (31 %). Par contre, l'électricité importée du Canada n'a représenté que 6 % (environ 7 TWh) de cet approvisionnement.

La figure 2 montre les importations d'électricité canadienne par la Nouvelle-Angleterre en 1989 : Énergie Nouveau-Brunswick a fourni 58 % des importations totales, suivie par Hydro-Québec avec 32 % du total. Le Nouveau-Brunswick et le Québec ont donc livré 90 % de l'électricité canadienne vendue à la Nouvelle-Angleterre. Comme vous pouvez le voir, les ventes d'Ontario Hydro n'ont représenté que 5 % du total, et l'on s'attend que cet organisme n'approvisionne plus la Nouvelle-Angleterre dans un avenir rapproché.

La figure 3 a trait aux impacts environnementaux associés aux ventes d'électricité canadienne à la Nouvelle-Angleterre et montre la répartition des importations d'électricité par source d'énergie. Ainsi, 63 % de l'électricité importée a été produite à partir d'énergie nucléaire et d'énergie hydraulique, qui n'ont pas d'effets néfastes sur la qualité de l'air. Comme les importations canadiennes servent surtout à remplacer, en Nouvelle-Angleterre, la production d'électricité par les centrales alimentées au mazout, cela a pour résultat net une réduction des émissions totales de gaz acides dans cette région du Canada et dans l'ensemble des États-Unis.

Un approvisionnement sûr et fiable a constitué et continuera de constituer un élément important pour les services publics à la recherche de sources d'approvisionnement de rechange pour satisfaire leurs besoins actuels et

prévus. La figure 4 montre les exportations canadiennes vers la Nouvelle-Angleterre entre 1984 et 1989 et celles prévues d'ici 1995, sous forme de pourcentage de la charge totale de ce marché. Vous constaterez que la part maximale du marché prise par l'électricité produite au Canada ne représentait que 12 % du total en 1987. Cette part a diminué de façon marquée depuis, étant donné qu'Hydro-Québec a dû réduire ses exportations d'électricité en raison de mauvaises conditions hydriques et d'une demande nationale accrue.

Pour ce qui est des exportations futures, nous constatons que la puissance excédentaire du Canada s'épuise rapidement. Il est donc probable que les exportations futures seront fondées sur des ententes touchant une puissance garantie à long terme. Nous prévoyons que, d'ici 1995, la part canadienne du marché de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre atteindra les 9 %.

LES CHANGEMENTS APPORTÉS AUX RÈGLEMENTS FÉDÉRAUX SUR L'EXPORTATION DE L'ÉLECTRICITÉ

J'aimerais maintenant aborder les règlements touchant le commerce international de l'électricité. Je tiens à préciser dès le départ que l'Office national de l'énergie (ONE) n'a jamais déterminé ni les quantités ni les prix de l'électricité destinée à l'exportation. C'est plutôt le contraire. En effet, les quantités et les prix ont toujours été négociés par les parties en cause, d'après les conditions du marché. Selon les dispositions de l'ancienne *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'ONE devait toutefois s'assurer que les quantités que l'on se proposait d'exporter constituaient des surplus par rapport aux besoins raisonnables et prévisibles du Canada (les règlements sur la sécurité) et que les prix des exportations étaient justes et raisonnables compte tenu des intérêts du public (la réglementation des prix). Pour s'acquitter de son mandat, l'ONE avait élaboré des modèles d'analyse des surplus et des prix en vue de la sélection et de l'examen des propositions d'exportation. Jusqu'à maintenant, les permis d'exportation ont été refusés dans des cas exceptionnels seulement, par exemple, la non-conformité évidente aux exigences de l'ONE.

Comme vous le savez peut-être déjà, au printemps 1986, le gouvernement progressiste conservateur a annoncé la mise en oeuvre de sa stratégie de réforme de la réglementation. Cette stratégie prévoyait la rationalisation du système fédéral en vue de réduire les coûts, les incertitudes et les délais. Elle précisait également que le gouvernement fédéral accorderait dorénavant la priorité à une collaboration accrue avec les provinces en matière de

réglementation afin d'éliminer toute répétition inutile. Le Cabinet a demandé expressément au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources de réviser les procédures de délivrance de permis d'exportation d'électricité. Cette révision a pris la forme d'une enquête publique menée par l'ONE, et le Ministre a procédé à des consultations poussées auprès de ses homologues provinciaux afin de connaître leur réaction au rapport de l'ONE et d'arrêter les détails de la nouvelle politique. Cette dernière, annoncée en septembre 1988, prévoit des changements importants aux règlements fédéraux touchant l'électricité. Le principe directeur sous-jacent à la nouvelle politique est le suivant : la réglementation fédérale serait axée sur les aspects d'une proposition susceptibles de ne pas être suffisamment couverts par les pratiques et procédures provinciales. La législation mettant à effet à la nouvelle politique a été établie dans le projet de loi C-23, qui a reçu la sanction royale. On ne trouve plus dans la nouvelle *Loi sur l'Office national de l'énergie* les dispositions ayant trait aux surplus et aux prix. Elles ont été remplacées par trois nouveaux critères. Dorénavant, lors de l'évaluation des demandes d'exportation, l'ONE devra déterminer si :

- La proposition a des répercussions inacceptables au-delà des limites de la province. Par exemple, l'ONE pourrait déterminer si la fiabilité et la sécurité des services publics provinciaux d'électricité reliés par des interconnexions peuvent être touchées par les réseaux proposés.
- Le demandeur offre aux Canadiens souhaitant acheter de l'électricité pour leurs propres besoins l'occasion de le faire selon des modalités aussi avantageuses que celles offertes aux clients des marchés extérieurs. Le premier principe du Canada selon lequel on doit d'abord offrir aux Canadiens d'acheter l'électricité que l'on se propose d'exporter ne s'appliquerait plus. Les Canadiens devront plutôt faire concurrence, sur le même niveau, aux éventuels acheteurs des États-Unis intéressés à l'électricité mise en vente par le demandeur.
- L'exportation d'électricité a des répercussions sur l'environnement. Personne ne peut douter, aujourd'hui, de la ferme intention du gouvernement fédéral de rendre l'environnement plus sain et plus propre. Plusieurs grands projets ont été mis sur pied pour protéger l'environnement, et le mandat explicite qu'a reçu l'ONE en matière d'environnement en vertu de la nouvelle loi constitue l'un d'eux. À

cet égard, l'examen de l'ONE devra peut-être englober tous les impacts environnementaux associés à une proposition d'exportation donnée, allant de la production d'électricité destinée à l'exportation jusqu'à l'utilisation finale de l'électricité sur le marché.

En résumé, grâce aux modifications législatives apportées à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, on pourra rationaliser le processus de réglementation, et le commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada pourra se faire plus librement qu'à l'heure actuelle. Du même coup, ces modifications permettront au gouvernement fédéral de continuer d'exercer un droit de regard sur les questions ayant des répercussions extraprovinciales, sur l'équité des marchés et sur l'environnement et ce, dans le but de protéger les intérêts du public.

LE COMMERCE INTERPROVINCIAL ET INTERNATIONAL

Aux États-Unis, le commerce de l'électricité inter-États représente généralement quelque 30 % du commerce total de l'électricité du pays. Même si elles sont parfois importantes dans certaines régions, les importations venant du Canada ne constituent toutefois que 1-2 % du marché américain. Par contre, au Canada, les ventes interprovinciales d'électricité s'élèvent à environ 4-5 % seulement de la production totale canadienne, tandis que les exportations représente environ 10 % de la production totale.

Comme on peut le voir à la figure 5, toutes les provinces prennent part à des échanges bilatéraux ou unilatéraux d'électricité avec les provinces ou États voisins. Dans la plupart cas, les transferts nets interprovinciaux proviennent de réseaux hydrauliques surtout jusqu'à des réseaux mixtes. Parmi les exemples de transferts, mentionnons ceux du Québec vers le Nouveau-Brunswick et l'Ontario, et ceux du Manitoba vers l'Ontario et la Saskatchewan.

Les figures suivantes illustrent les tendances dans les ventes interprovinciales d'électricité, et ces ventes sont comparées aux exportations, par province, pour la période allant de 1985 à 1989.

Terre-Neuve

La figure 6 montre que les ventes d'électricité au Québec, en vertu du contrat de Churchill Falls, sont passées d'environ 36 000 GWh en 1984 à environ 25 000 GWh les années suivantes. Les ventes de 1984 représentaient un sommet. Les changements dans les volumes transférés sont attribuables aux variations

dans les débits annuels des cours d'eau et à leur impact sur la production.

Nouvelle-Écosse

D'après la figure 7, l'électricité vendue au Nouveau-Brunswick et produite principalement par des centrales alimentées au charbon n'a jamais atteint des proportions élevées. Toutefois, on a assisté à une remontée importante des ventes en 1989.

Nouveau-Brunswick

On peut voir sur la figure 8 que les ventes annuelles d'électricité à l'Île du Prince-Édouard (Î.-P.-É) se situent entre 500 et 600 GWh environ. Cette tendance relativement stable est attribuable au fait que l'Î.-P.-É continue d'acheter du Nouveau-Brunswick de l'énergie moins coûteuse pour remplacer plus de 90 % de l'électricité produite à un coût plus élevé par ses centrales alimentées au mazout.

La figure 8 montre également que les ventes d'électricité à la Nouvelle-Écosse ont fluctué grandement au cours des cinq dernières années, les ventes de 1988 ne représentant plus que 28 % de celles de 1987. Cette baisse est due au fait que les possibilités, pour Énergie Nouveau-Brunswick, de diminuer ses coûts d'approvisionnement par l'achat de surplus d'énergie hydroélectrique venant du Québec sont réduites en raison des mauvaises conditions hydriques dans cette dernière province.

Il est également intéressant de noter que, depuis 1988, le Québec achète de l'électricité du Nouveau-Brunswick.

Pour ce qui est des exportations, la figure 8 montre qu'elles ont connu une baisse constante, passant d'un maximum d'environ 7 TWh en 1986 à 4,5 TWh en 1989. Ces exportations sont toutefois de 2 à 5 fois plus élevées que les ventes interprovinciales pour la même période.

Québec

Pendant longtemps, les ventes annuelles d'électricité au Nouveau-Brunswick se sont situées autour de 4000 GWh. Toutefois, comme on peut le voir à la figure 9, les ventes ont augmenté jusqu'à environ 7200 GWh en 1986. Ces augmentations sont principalement attribuables au fait que la capacité d'interconnexion entre les deux provinces a doublé en 1985-1986, et à un surplus accru d'hydroélectricité produite par le Québec pendant cette période. Cependant, les ventes d'électricité ont chuté de 1987 à 1989. Les mauvaises

conditions hydriques et une demande élevée d'énergie dans la province ont réduit considérablement le surplus d'hydroélectricité pouvant être vendu à l'extérieur de la province.

Toujours d'après la figure 9, les ventes d'électricité à l'Ontario ont atteint un sommet d'environ 8600 GWh en 1985 et ont diminué par la suite; elles étaient à peine supérieures à 1000 GWh en 1989. La baisse qui s'est produite après 1985 coïncide, dans l'ensemble, avec une augmentation des ventes par le Québec au Nouveau-Brunswick. Cette baisse peut être attribuée, du moins en partie, à une réorientation des ventes hors province par le Québec vers les marchés plus lucratifs du Nouveau-Brunswick et des États de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Encore une fois, la chute marquée dans les ventes du Québec à environ 5 TWh entre 1987 et 1989 résulte des mauvaises conditions hydriques qui ont frappé la province.

Les exportations d'électricité du Québec aux États de la Nouvelle-Angleterre et de New York ont suivi la même courbe, passant d'un maximum de plus de 16 TWh et baissant régulièrement par la suite.

Il est intéressant de noter que le Québec est l'une des rares provinces où les ventes interprovinciales d'électricité sont comparables aux exportations.

Ontario

D'après la figure 10, les ventes d'électricité à d'autres provinces ont été négligeables. Cette situation s'explique par le fait que l'électricité des deux services publics canadiens avoisinants provient de centrales hydroélectriques dont les coûts de production augmentent beaucoup plus lentement que les coûts marginaux de production des centrales alimentées au charbon.

L'Ontario a toutefois déjà été la plus grande province exportatrice du Canada. Les exportations ont atteint 10 TWh en 1985 mais ont grandement diminué au cours des dernières années. Comme Ontario Hydro compte énormément sur les combustibles fossiles, dont les coûts sont relativement élevés, pour produire de l'électricité destinée à l'exportation, il a vu s'effriter sa part du marché de l'exportation, comparativement aux services publics vendant de l'énergie hydroélectrique à meilleur prix. Parmi les autres raisons principales de la baisse récente des exportations, on compte une hausse dans la demande provinciale et une réduction de la production à partir de combustibles fossiles, conformément aux critères et aux limites sévères imposés par le gouvernement de l'Ontario en matière d'émission de gaz acides.

Manitoba

La figure 11 montre que, à l'exception d'une baisse modérée en 1986, les ventes annuelles d'électricité à l'Ontario ont été relativement stables pendant les premières années de la période à l'étude; elles se situaient entre 900 et 1000 GWh. Toutefois, une chute marquée s'est produite en 1988, car le Manitoba, tout comme le Québec, a également connu des conditions météorologiques exceptionnellement sèches. Les ventes à l'Ontario ont donc baissé de 51 % par rapport au niveau atteint en 1987.

La figure 11 indique également que, à l'exception de 1988, les ventes nettes d'électricité à la Saskatchewan ont connu une baisse marquée vers la fin de la période à l'étude, cette baisse reflétant une diminution des surplus d'énergie pouvant être vendus par le Manitoba, en raison de mauvaises conditions hydriques. Bien que les répercussions des niveaux d'eau moins élevés que la normale de 1988 se fassent encore sentir au Manitoba, les effets de la sécheresse en Saskatchewan ont été plus graves, ce qui a forcé cette province à importer davantage d'énergie du Manitoba.

Pour ce qui est des exportations, le Manitoba a diminué considérablement ses exportations pour les raisons mentionnées ci-dessus, après avoir été un grand exportateur d'énergie jusqu'en 1986.

Saskatchewan

Comme on peut le voir à la figure 12, les ventes d'électricité au Manitoba et les exportations ont généralement été modestes pendant la période à l'étude.

Alberta

Les transferts nets d'électricité entre l'Alberta et la Colombie-Britannique n'ont jamais été élevés. Toutefois, d'après la figure 13, les ventes de l'Alberta à la Colombie-Britannique ont augmenté de façon notable à partir de 1985. Cette augmentation s'explique par la mise en service, en 1985, d'une nouvelle interconnexion importante entre les réseaux de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. L'Alberta a donc été en mesure, pour la première fois, de livrer d'importantes quantités d'énergie thermique hors pointe peu coûteuse à la Colombie-Britannique, et cette dernière a pu s'en servir à ses propres fins et à des fins de revente à des États du nord-ouest des États-Unis. Cette augmentation du commerce bilatéral est révélatrice de l'amélioration apportée à la coordination de la production d'électricité, par

les deux réseaux, à partir d'énergie hydraulique et d'énergie thermique.

Colombie-Britannique

La figure 14 révèle que les ventes d'électricité à l'Alberta sont peu élevées comparativement aux exportations. Ces dernières ont toutefois varié considérablement au cours de la période à l'étude, atteignant des sommets dé plus de 10 000 GWh en 1985 et 1987 et diminuant à 4000 GWh en 1986 en raison des prix peu élevés du pétrole et de la mise en oeuvre de la nouvelle politique provisoire d'accès aux installations de transport de la Bonneville Power Administration (BPA). Cette politique a réduit l'accès de la BC Hydro aux installations de transport sur les interconnexions nord-sud de la BPA servant à l'exportation de l'électricité vers le marché de la Californie.

En résumé, les niveaux actuels du commerce interprovincial de l'électricité sont peu élevés, même en regard des exportations. L'impression générale qui se dégage de cette situation est qu'il est peut-être possible d'augmenter le commerce interprovincial grâce à une meilleure coordination des réseaux provinciaux d'électricité.

LES PROJETS TOUCHANT LE COMMERCE INTERPROVINCIAL DE L'ÉLECTRICITÉ

Après avoir examiné les règlements touchant l'exportation de l'électricité, le gouvernement fédéral s'est penché sur les façons d'augmenter le commerce interprovincial de l'électricité. Dans le cadre de ce projet, il a demandé à l'Office national de l'énergie d'examiner cette question.

On trouve le motif principal de cette demande dans *Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXIe siècle*. Ce rapport a été publié en août 1988 par le Comité consultatif de la confluence énergétique mis sur pied par le gouvernement du Canada en avril 1987 et dont le mandat était d'examiner et d'évaluer les marchés possibles pour l'énergie produite au Canada.

En ce qui a trait au commerce interprovincial de l'électricité, le Comité a indiqué que le gouvernement fédéral pourrait continuer de jouer son rôle de catalyseur ou de chef de file, et il a formulé deux recommandations précises :

- La production d'électricité devrait être structurée sur une base coopérative interprovinciale lorsque cela est rentable. Il serait peut-être possible de produire de l'énergie moins coûteuse en ayant recours au commerce interprovincial ou à des aménagements conjoints plutôt qu'à des aménagements conçus province par province.

- Le gouvernement fédéral devrait formuler les modalités selon lesquelles une province aurait le droit d'utiliser, sur une base commerciale, le corridor d'électricité ou le réseau électrique d'une autre province pour transporter l'électricité vers un marché qui n'est pas adjacent à la première province.

Le gouvernement fédéral a reconnu que ces suggestions soulevaient bon nombre de difficultés d'ordre pratique et juridique et que celles-ci devaient être réglées avant qu'il puisse décider s'il doit prendre des mesures précises dans ce domaine. Par conséquent, il a demandé à l'ONE de se pencher sur les mesures qui permettraient d'atteindre les objectifs suivants :

i) favoriser une plus grande collaboration entre les services publics dans la planification et l'aménagement des réseaux;

ii) permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'avoir accès, sur une base commerciale, aux installations de transport des provinces intermédiaires à des fins de transit.

L'ONE reconnaît qu'il peut y avoir des conflits entre le premier objectif — les mesures à prendre pour favoriser la collaboration entre les services publics —, qui pourrait comporter des dispositions touchant l'aide mutuelle, la planification conjointe, l'échange poussé et libre de renseignements et de données, etc., et le deuxième objectif — l'accès libre aux installations de transport et de transit —, qui pourrait amener les services publics à se livrer une plus grande concurrence pour obtenir leur part du marché. Idéalement, l'examen de l'ONE devrait trouver l'équilibre entre ces deux objectifs.

L'ONE prévoit donc mener son examen sur deux plans distincts : le premier portera sur la collaboration entre les services publics, et le deuxième aura trait aux questions touchant l'accès aux installations de transit et de transport de l'électricité.

Le premier plan mènera à un rapport provisoire préparé par le personnel de l'ONE et les parties intéressées pourront formuler des commentaires sur ce rapport. Les travaux entourant le deuxième plan commenceront par une étude des aspects techniques de l'accès aux installations de transit et de transport, et il sera effectué, pour l'ONE, par Casazza, Schultz and Associates, une société privée d'experts-conseils spécialisée dans les problèmes touchant le transport de l'électricité. Les parties intéressées pourront également formuler leurs commentaires sur l'étude de Casazza-Schultz.

Dans le cadre des recherches nécessaires à l'étude sur la collaboration entre les services publics, l'ONE a préparé un questionnaire accompagné d'un document intitulé « Interutility cooperation: A conceptual framework », afin d'obtenir des services publics du Canada et d'autres parties intéressées des conseils et des renseignements. On a rédigé une lettre faisant appel à la collaboration des destinataires et fournissant des renseignements supplémentaires sur l'ensemble de l'examen. Le questionnaire s'adresse principalement à l'industrie de l'électricité, mais les autres parties intéressées à répondre, en tout ou en partie, au questionnaire ou à faire des commentaires sur tout autre sujet pertinent sont invitées à le faire. Les soumissions écrites doivent être envoyées au Secrétariat avant le 12 mai 1990.

L'ONE mène également à l'interne deux études visant à faire progresser les discussions. La première porte sur les coûts comparatifs des nouvelles installations de production canadiennes et la deuxième, sur la possibilité d'améliorer le transit de l'électricité à l'intérieur du Northeast Power Coordinating Council, qui regroupe les réseaux de l'Ontario, du Québec, des Maritimes, de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Cette dernière étude sera réalisée à l'aide du modèle de répartition multi-secteur CANEBEX-5.

LES AVANTAGES POUVANT ÊTRE TIRÉS DU COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Les avantages que l'on peut tirer d'un commerce accru et d'une collaboration plus grande entre les services publics ressemblent à ceux que l'on pourrait tirer du commerce international. Les grands objectifs sont les suivants : accroître l'efficacité économique, rendre l'approvisionnement plus souple et plus sécuritaire, et apporter des améliorations sur le plan de l'environnement.

Pour ce qui est de l'efficacité économique, les gains peuvent comprendre ceux attribuables à la diversité saisonnière et/ou temporelle, à la complémentarité des réseaux thermiques et hydroélectriques, au stockage de l'énergie, à des marges de réserve réduites, à la mise en place d'unités régionales de production des plus économiques, et à des échanges économiques.

En ce qui a trait à la souplesse accrue de l'approvisionnement, les améliorations pourraient comprendre une réduction des risques de sous-capacité et de surcapacité, un appui en cas d'urgence, et la réduction des risques inhérents à la dépendance face au mazout.

Des avantages environnementaux découleraient de l'efficacité accrue des réseaux et d'une réduction de la consommation de mazout.

Bien sûr, on bénéficie déjà d'une grande partie de ces avantages grâce aux dispositions prises par les services publics. L'objectif de l'examen actuel est de déterminer quels sont les avantages supplémentaires que l'on pourrait tirer d'un commerce et d'une collaboration *accrus* entre les services publics.

Les contraintes associées à un commerce et à une collaboration accrus entre les services public comprennent notamment des coûts de transport additionnels, des complications sur le plan organisationnel, une réduction de l'autonomie de chacun des services publics, le risque que les régions touchées par des indisponibilités majeures soient encore plus étendues, et la perte d'emplois à l'échelon local et d'autres avantages associés à l'aménagement de réseaux de production. Certaines de ces contraintes — coûts de transport additionnels, risques d'indisponibilité et perte d'avantages à l'échelon local — sont aussi propres au commerce international. De plus, certains obstacles pourraient surgir sur le plan juridique, réglementaire, environnemental et politique.

LES POSSIBILITÉS DU COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Même si l'ONE n'a pas encore terminé son examen, il considère comme encourageants les développements récents, qui entraîneront une amélioration du commerce interprovincial de l'électricité. Les deux cas les plus notables sont l'achat, par Ontario Hydro, de puissance garantie à long terme et d'énergie auprès de Manitoba Hydro (jusqu'à 1000 MW), et l'entente intervenue entre Hydro-Québec et Énergie Nouveau-Brunswick en vertu de laquelle cette dernière construira des installations à turbine à gaz pour le Québec.

Voici les autres possibilités susceptibles de résulter de l'examen :

- une collaboration bilatérale et multilatérale accrue entre les quatre provinces de l'Ouest : la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba;
- une plus grande coordination entre l'Ontario et le Québec de la production d'électricité à partir d'énergie hydrothermique;
- la collaboration entre le Québec et Terre-Neuve dans la mise en valeur et la commercialisation des ressources hydroélectriques du Labrador (les négociations sont en cours);
- une intégration accrue des processus de planification et d'exploitation mis en oeuvre par le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard;
- des ententes multilatérales touchant le transit à l'intérieur des régions du

Canada.

Enfin, il est intéressant de noter que le commerce international et le commerce interprovincial de l'électricité ne s'excluent pas l'un l'autre. En général, les interconnexions provinciales ont tendance à améliorer l'accès aux marchés de l'exportation. Mentionnons, à titre d'exemple, les interconnexions de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et celles du Québec et du Nouveau-Brunswick.

Figure 1

Approvisionnement en électricité de la Nouvelle-Angleterre

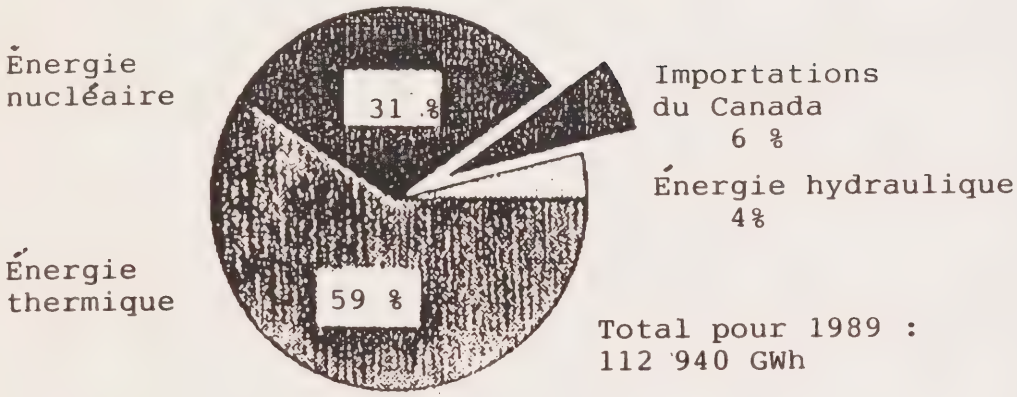


Figure 2

Électricité importee du Canada par la Nouvelle-Angleterre, par exportateur

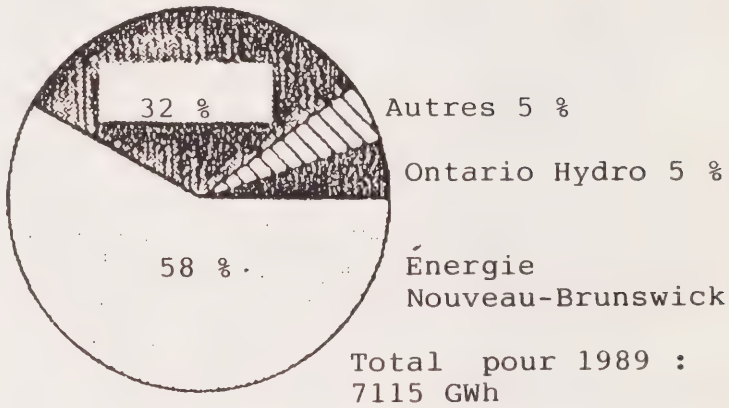


Figure 3

Électricité importee du Canada par la Nouvelle-Angleterre, par source d'énergie

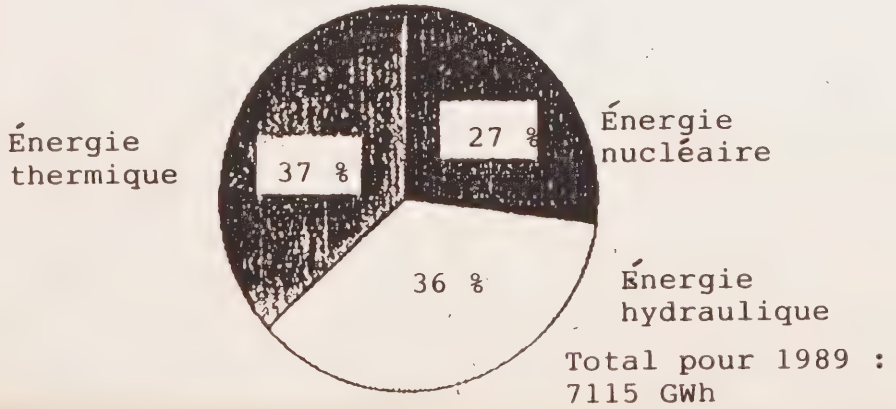
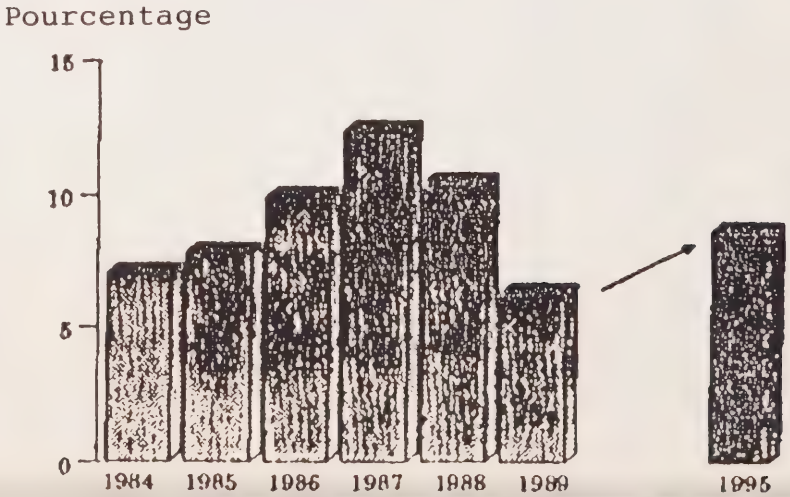


Figure 4

Importations d'électricité par la Nouvelle-Angleterre, en pourcentage de la consommation totale

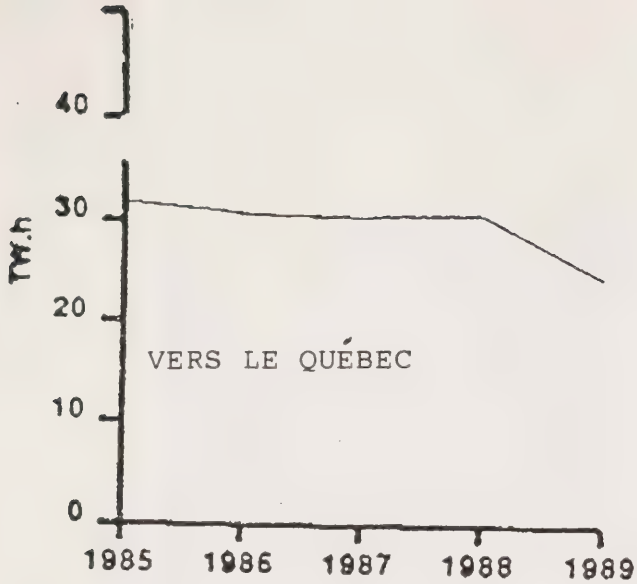


Remarque
Les donnees sur les transferts interprovinciaux d'électricité vont du 1er novembre 1988 au mois d'octobre 1989 et sont tirées de : "Statistiques Canada : Statistiques mensuelles sur l'énergie électrique".

Les donnés sur les importations et exportations americaines se rapportent a 1989 (y compris les échanges)

Figure 5

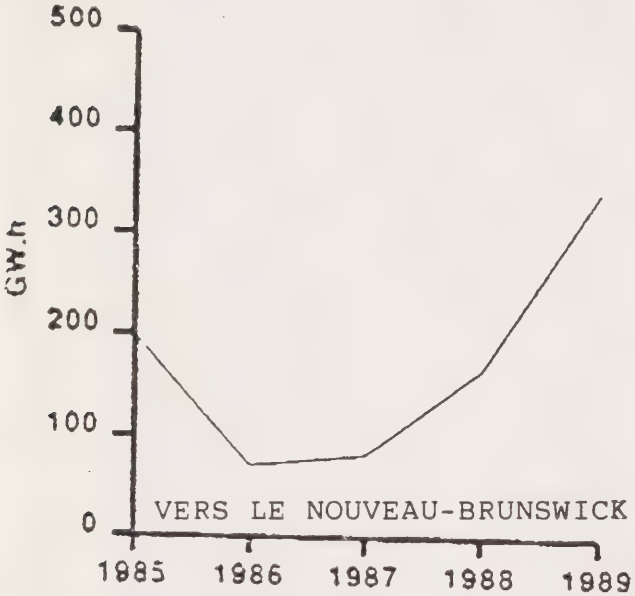
TERRE-NEUVE



S/O

Figure 6

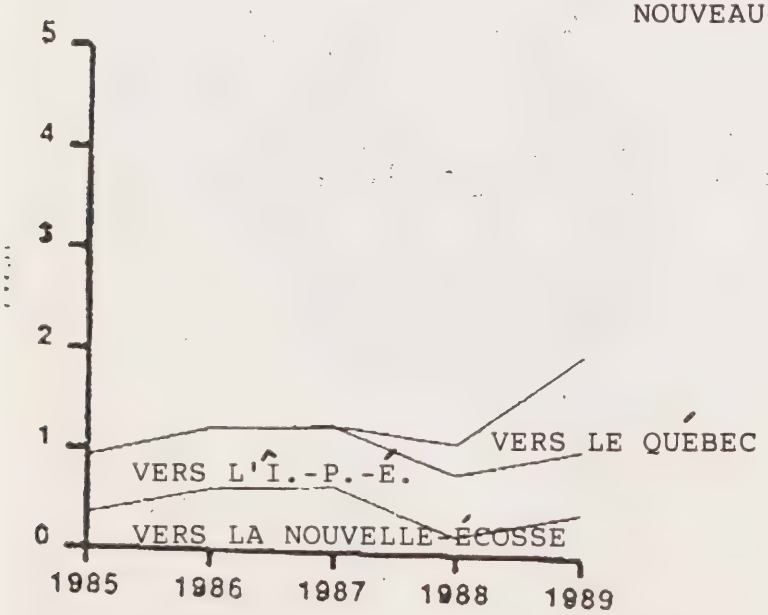
NOUVELLE-ÉCOSSE



S/O

Figure 7

NOUVEAU-BRUNSWICK



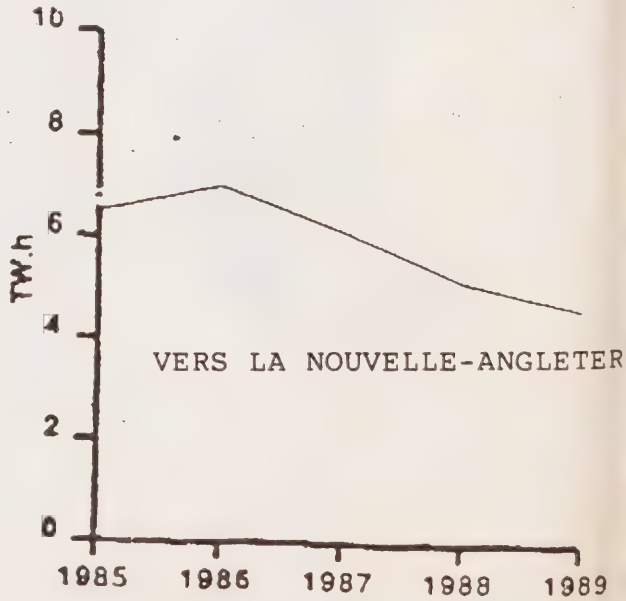


Figure 6

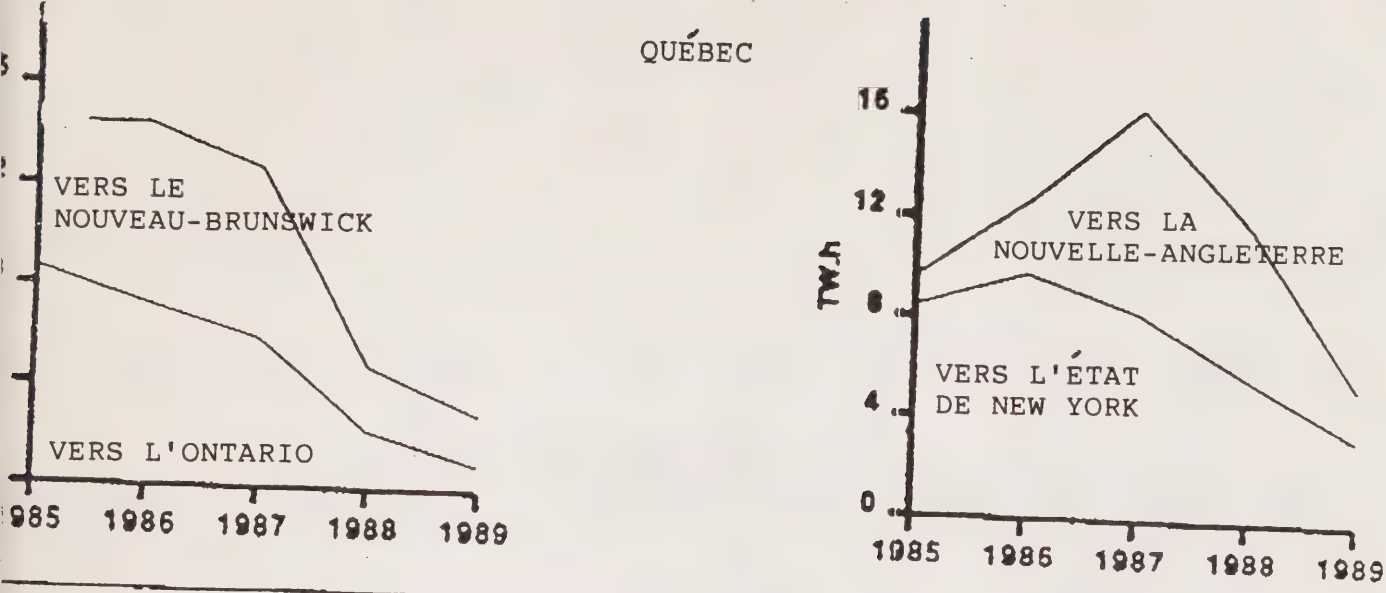


Figure 9

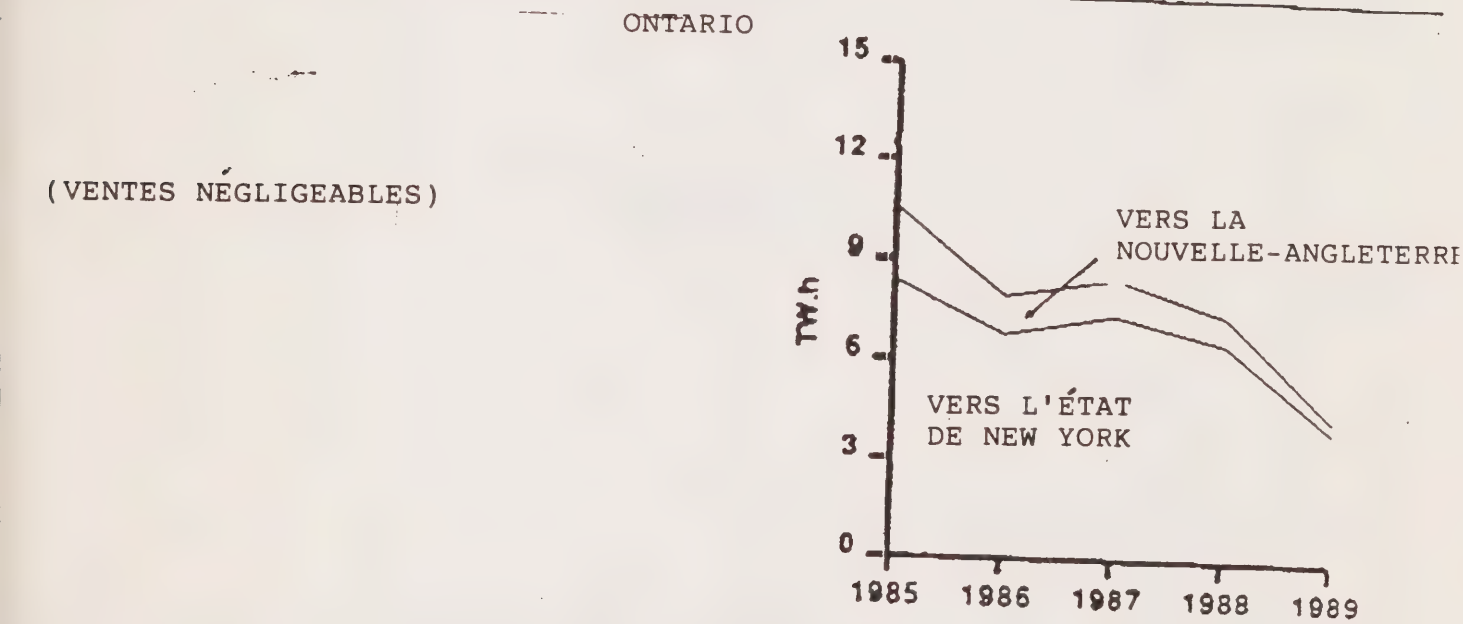


Figure 10

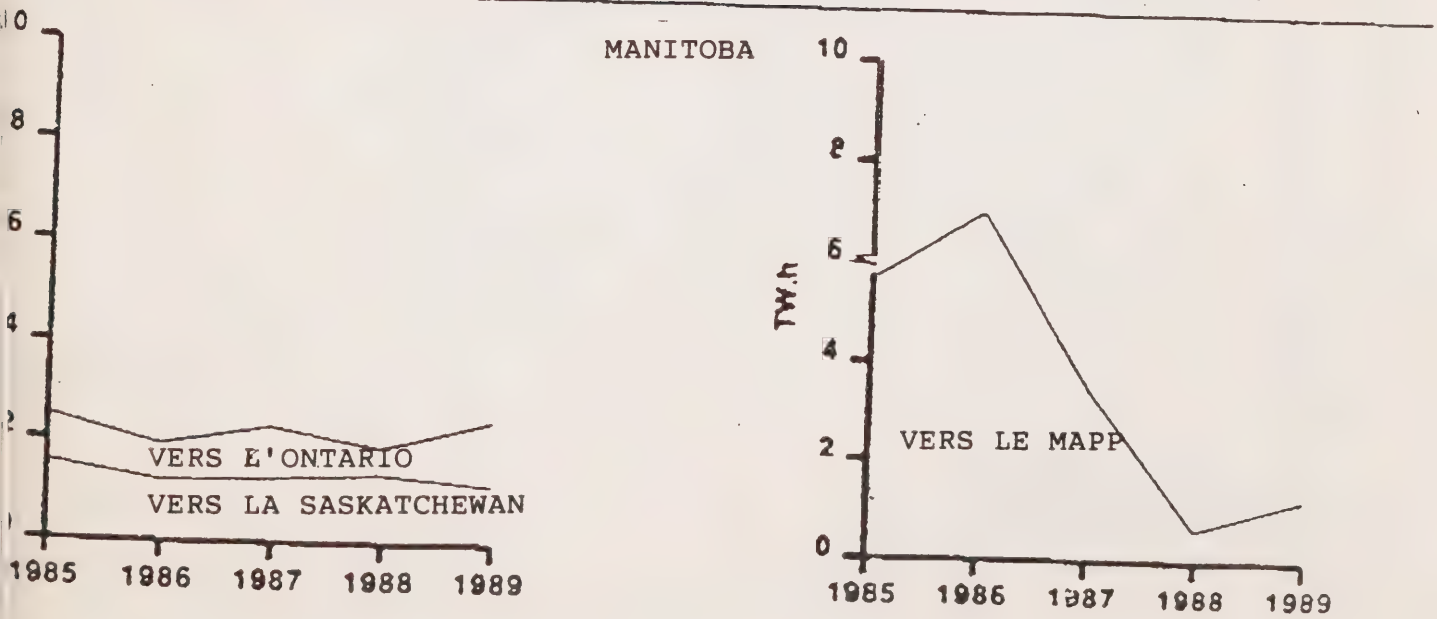
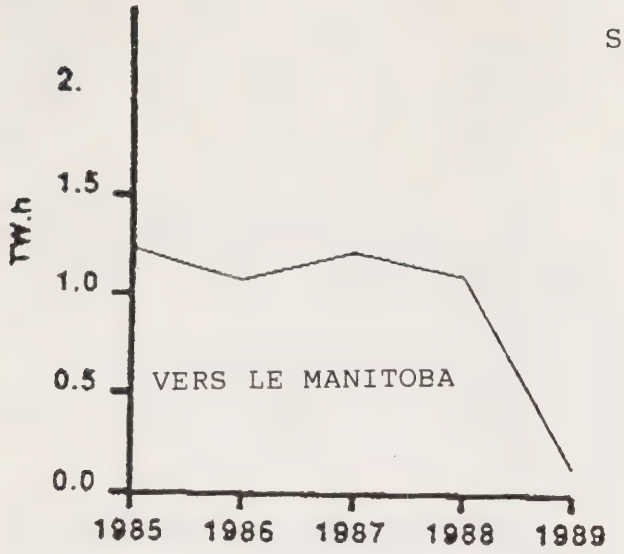


Figure 11

SASKATCHEWAN



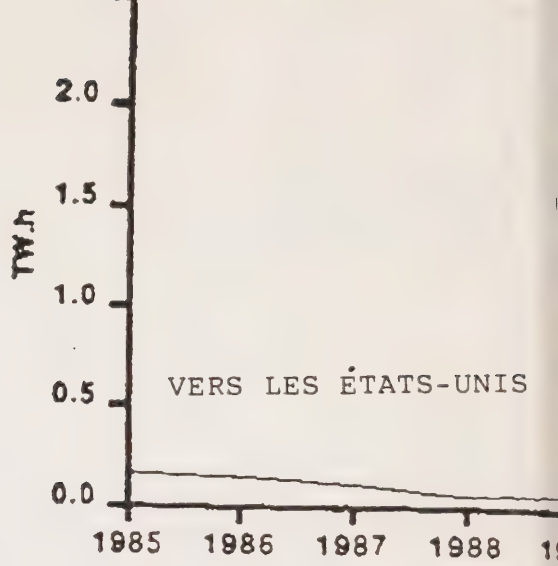
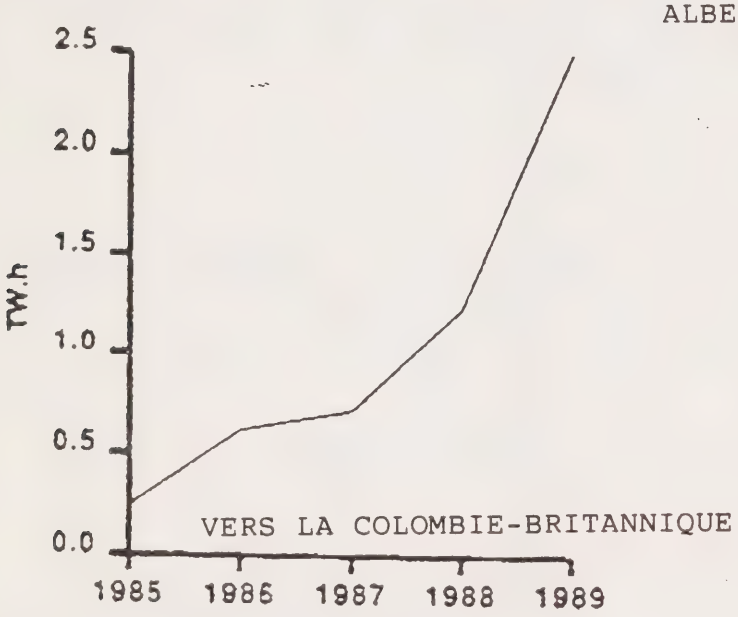


Figure 12

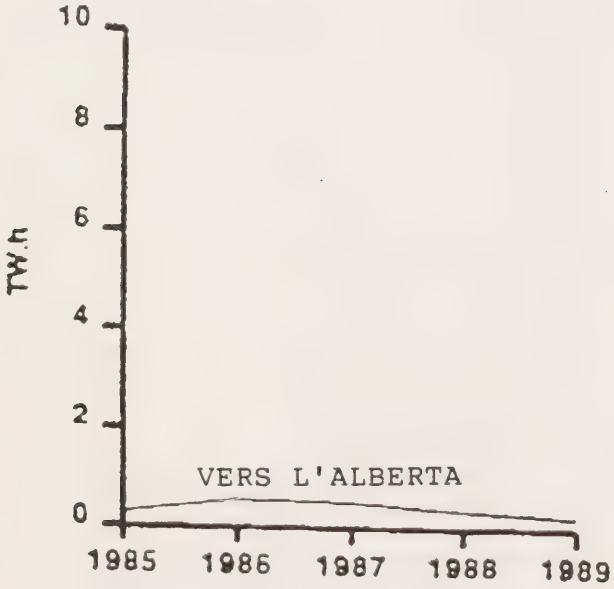
ALBERTA



S/O

Figure 13

COLOMBIE-BRITANNIQUE



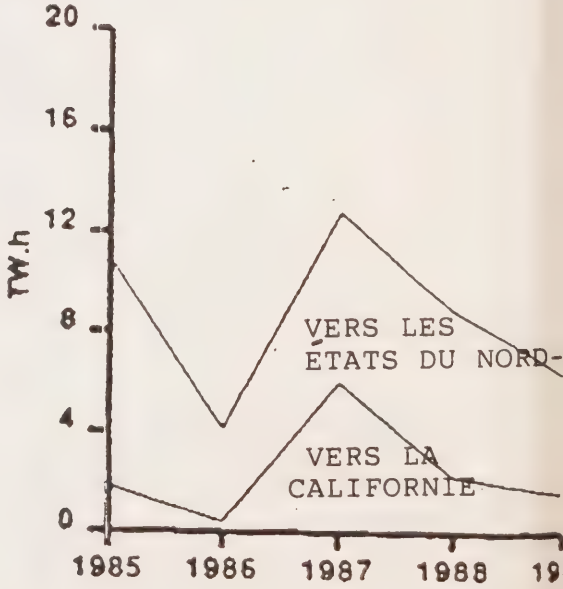


Figure 14

DOCUMENT: 860-256/006

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Presentation on Regional
Electricity Trade

Phillip C. Otness
Executive Director
New England Power Pool

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

NEPOOL

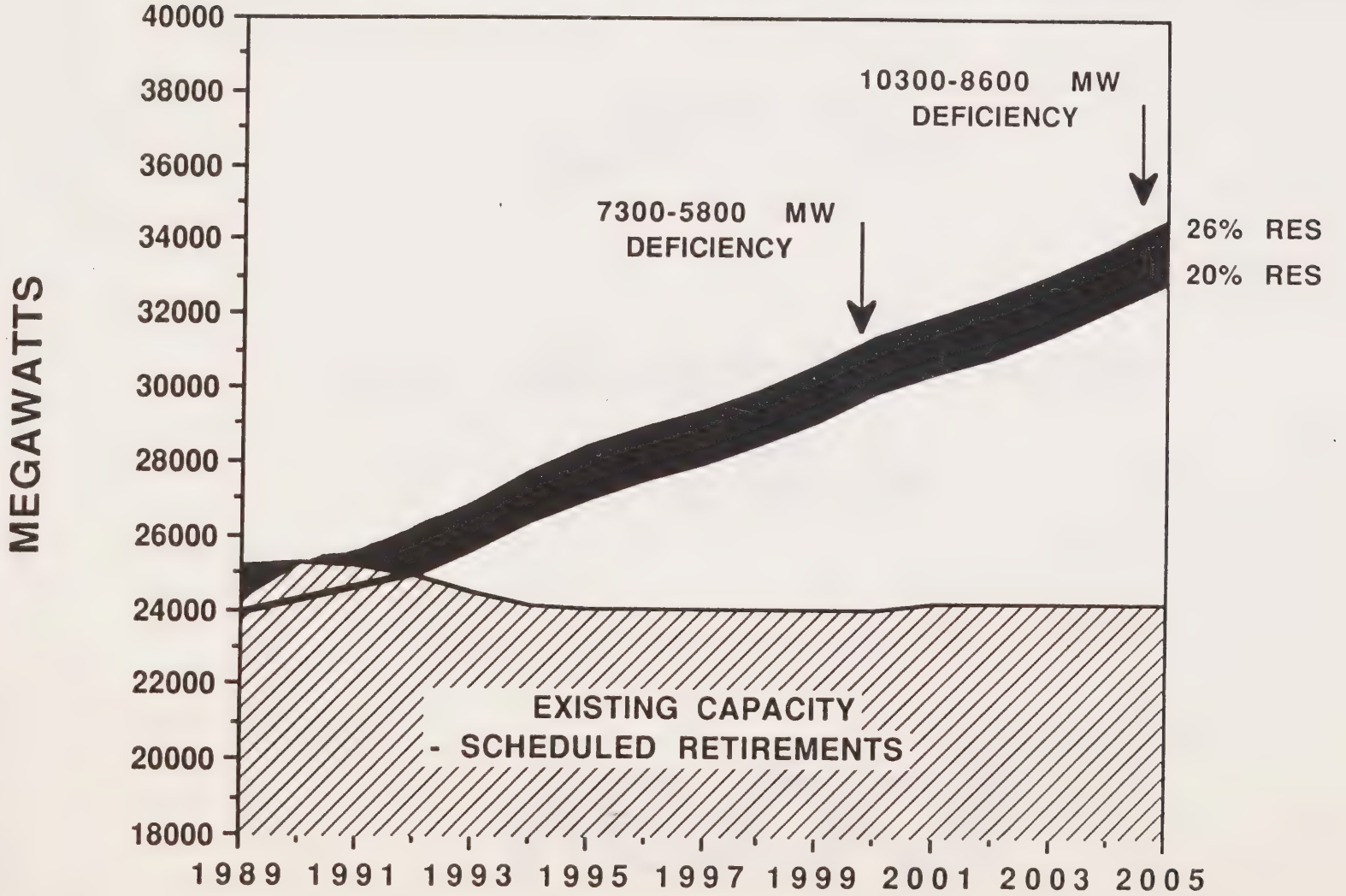
Presentation for
NICE
Ninth Annual Energy Roundtable

Halifax, Nova Scotia
April 25, 1990

Phillip C. Otness
Executive Director
New England Power Pool

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

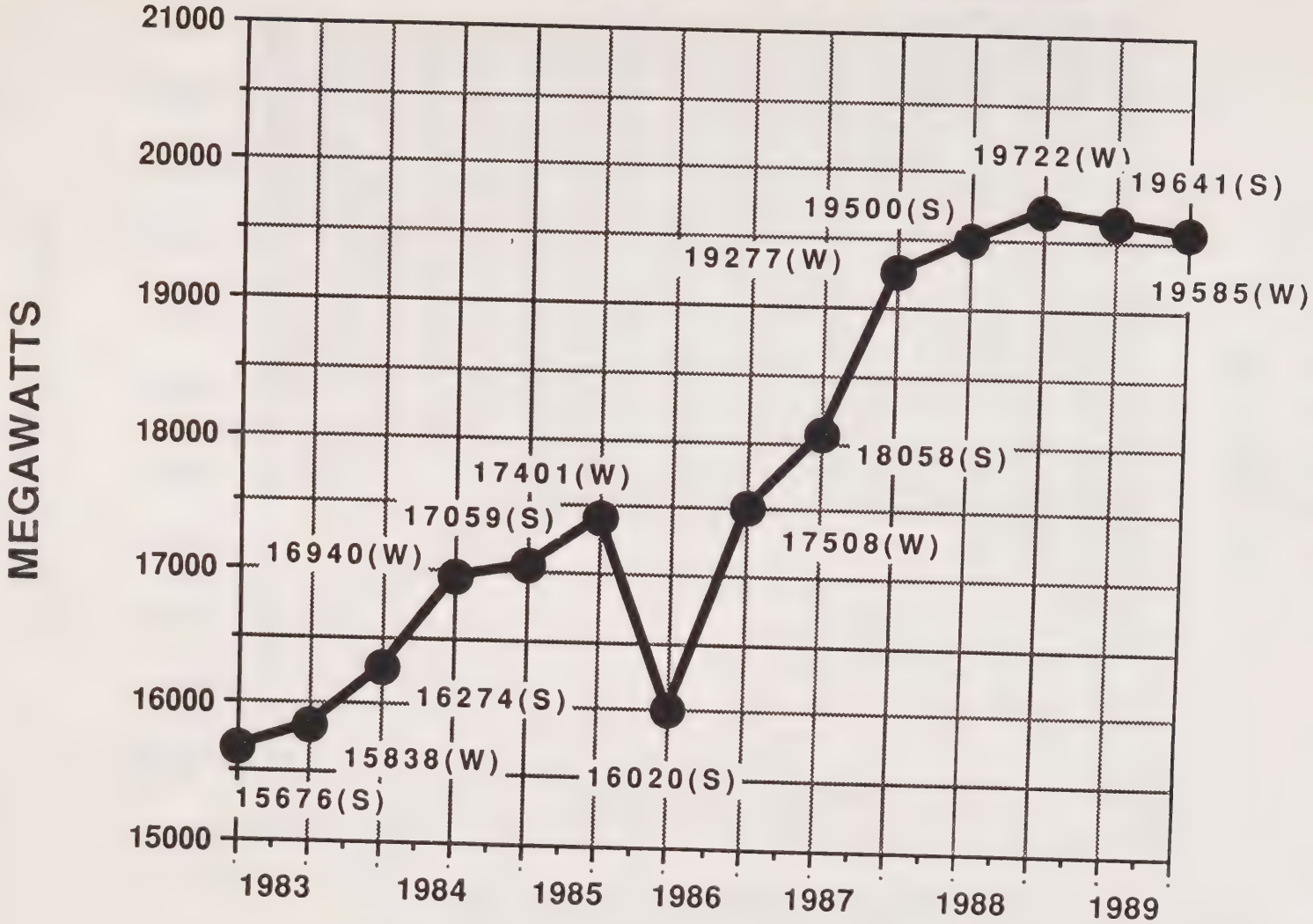
CAPACITY AND DEMAND OUTLOOK



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

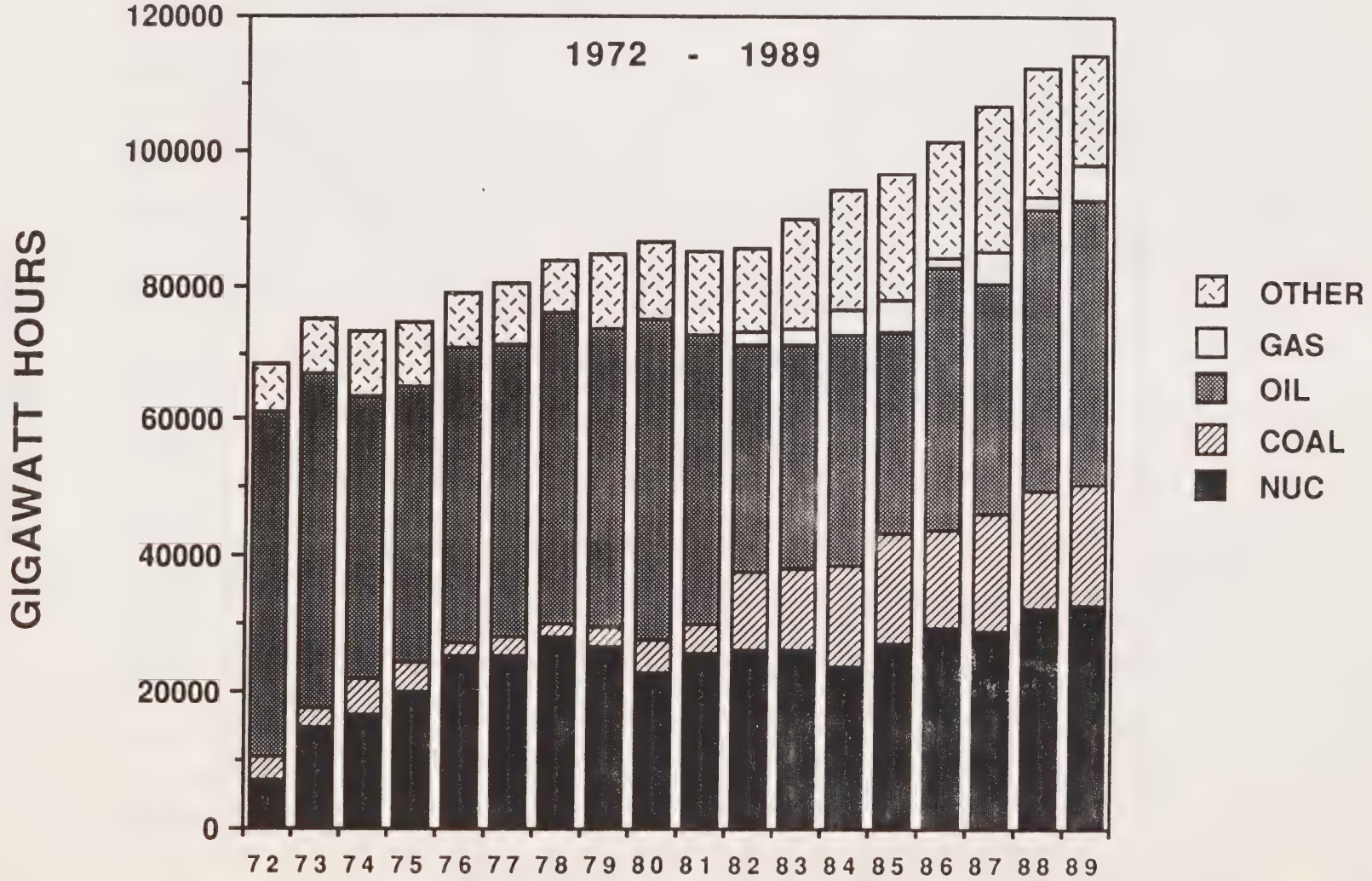
SEASONAL PEAK DEMAND



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

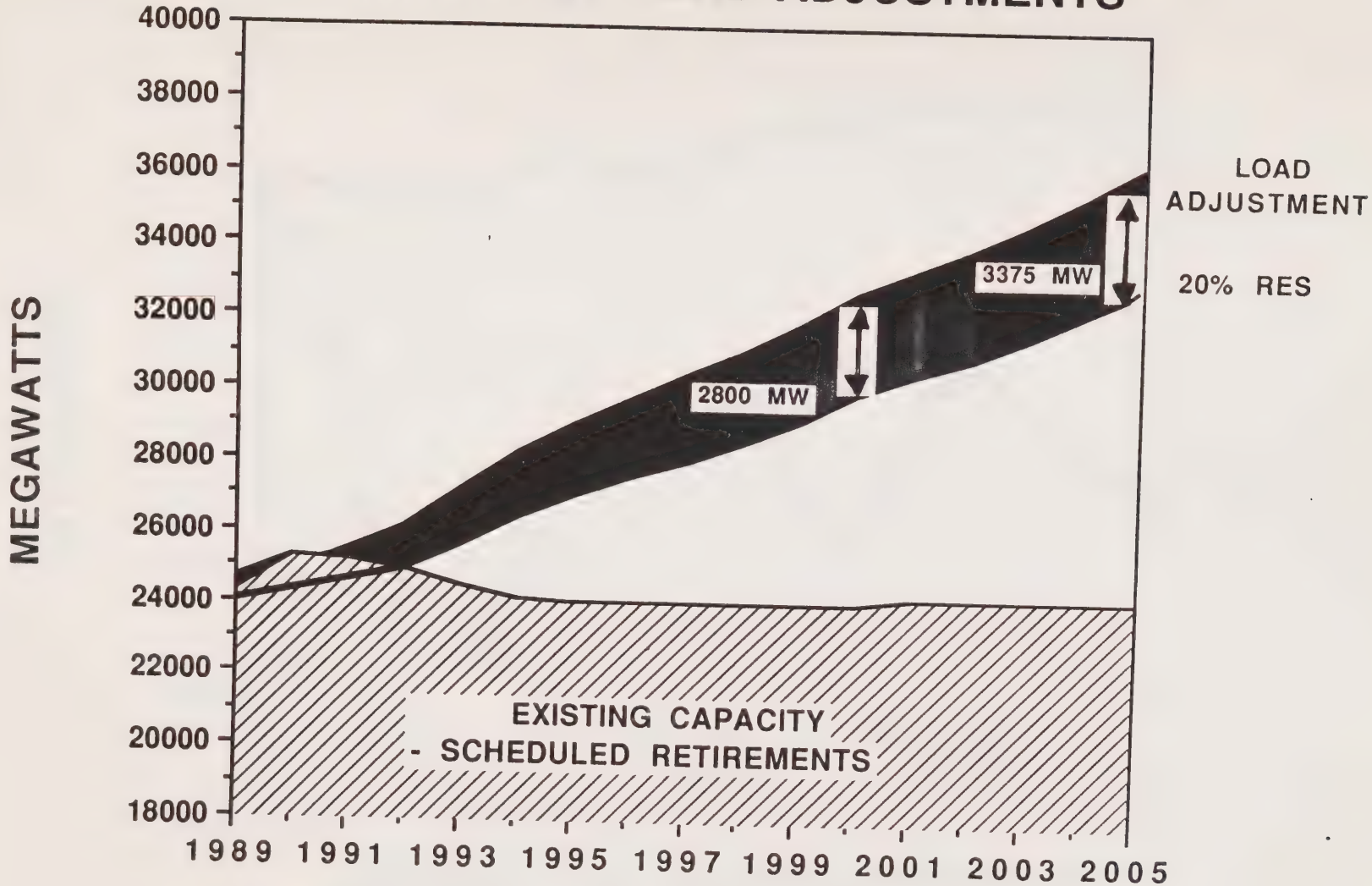
SOURCES OF ENERGY



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

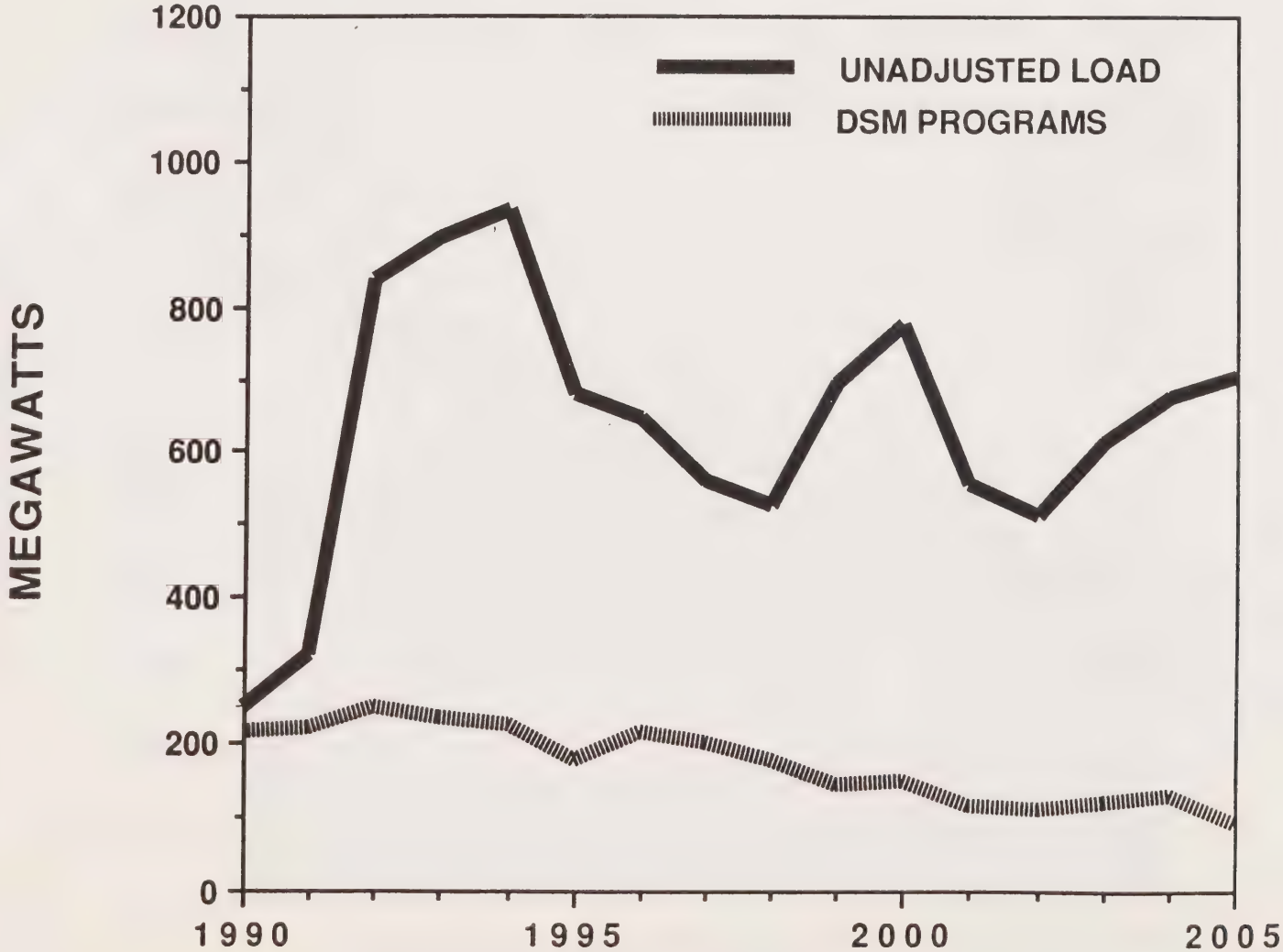
IMPACT OF LOAD ADJUSTMENTS



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

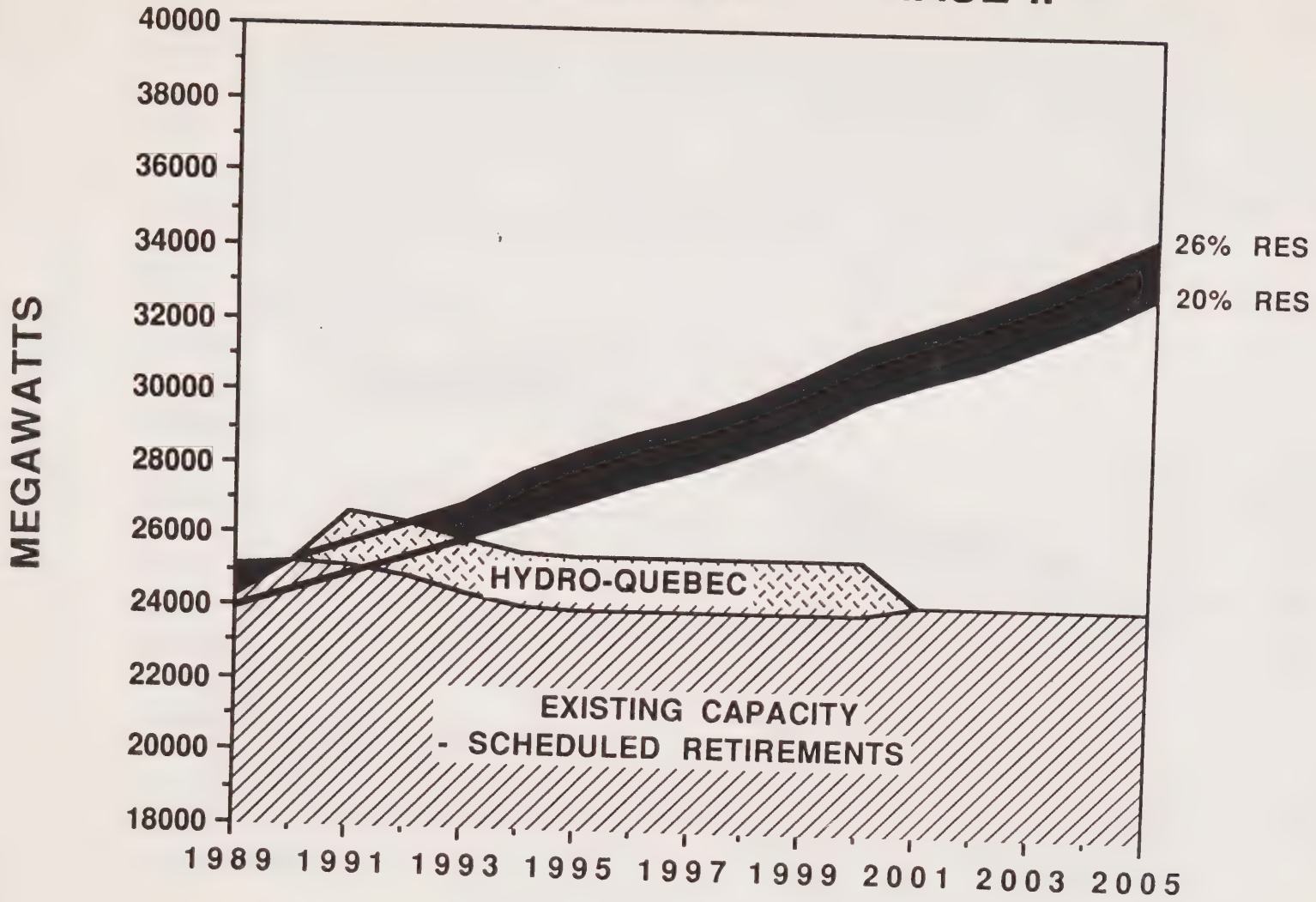
FUTURE LOAD GROWTH VS DSM



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

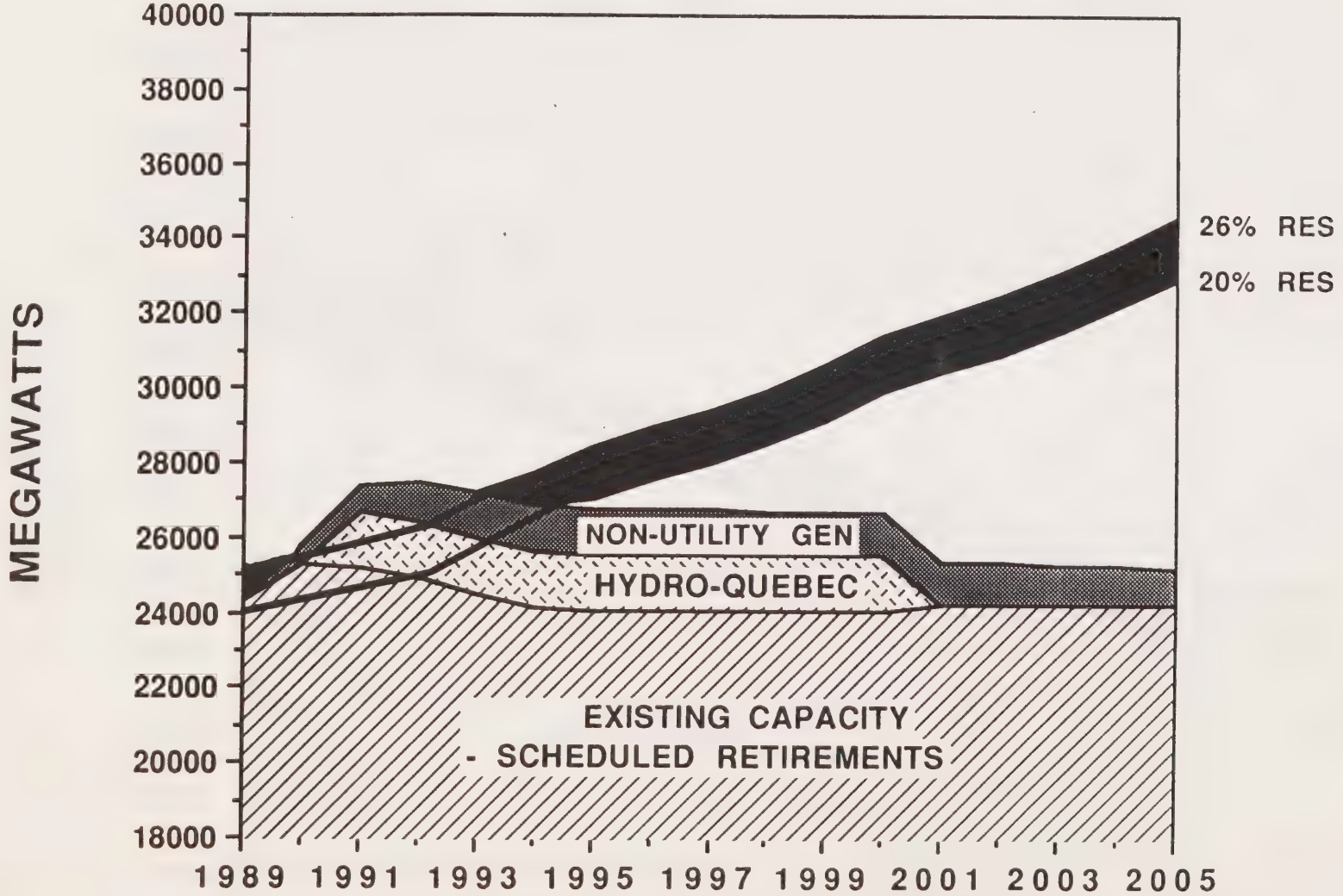
HYDRO-QUEBEC - PHASE II



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

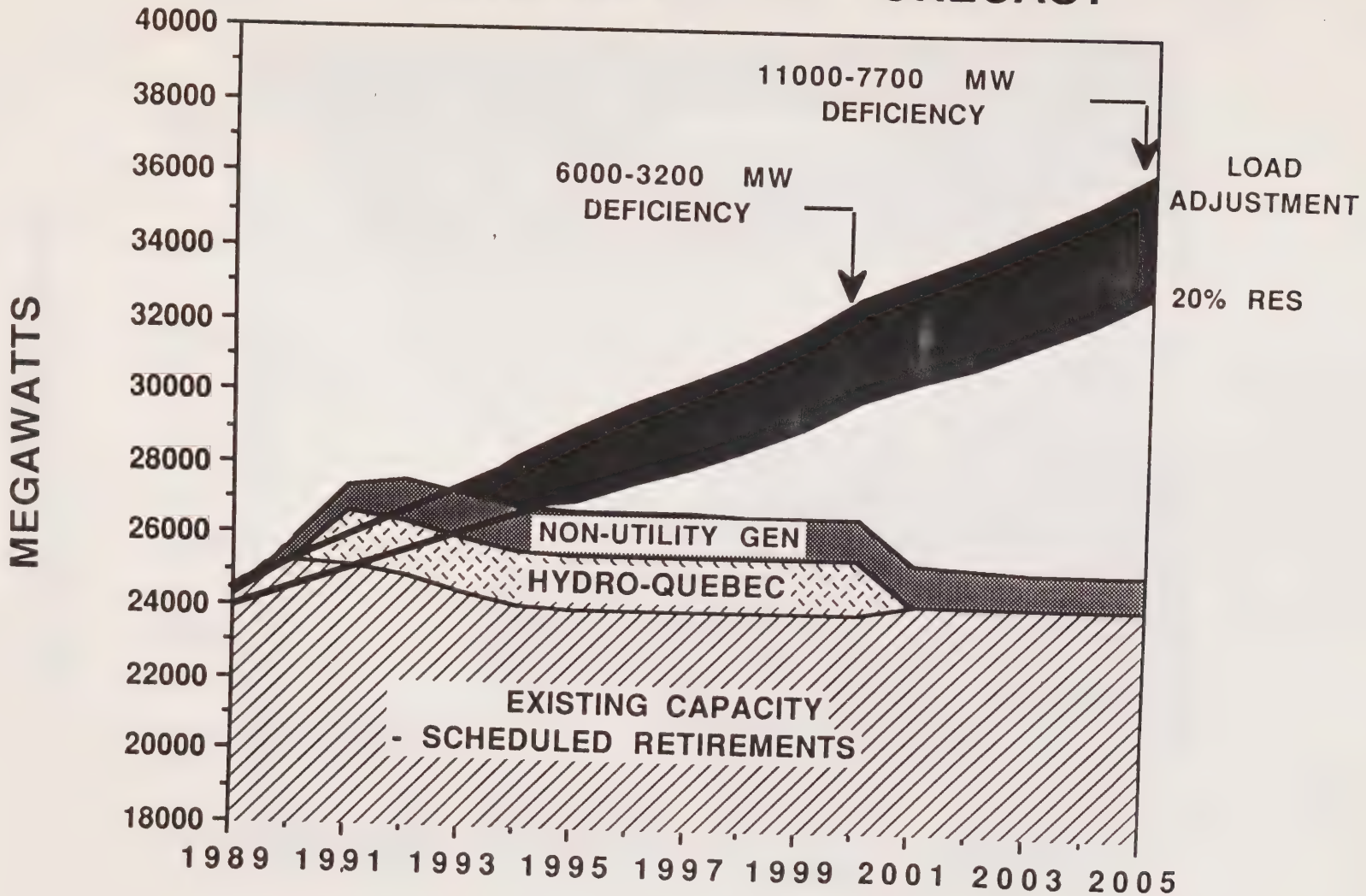
NON-UTILITY GENERATION



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

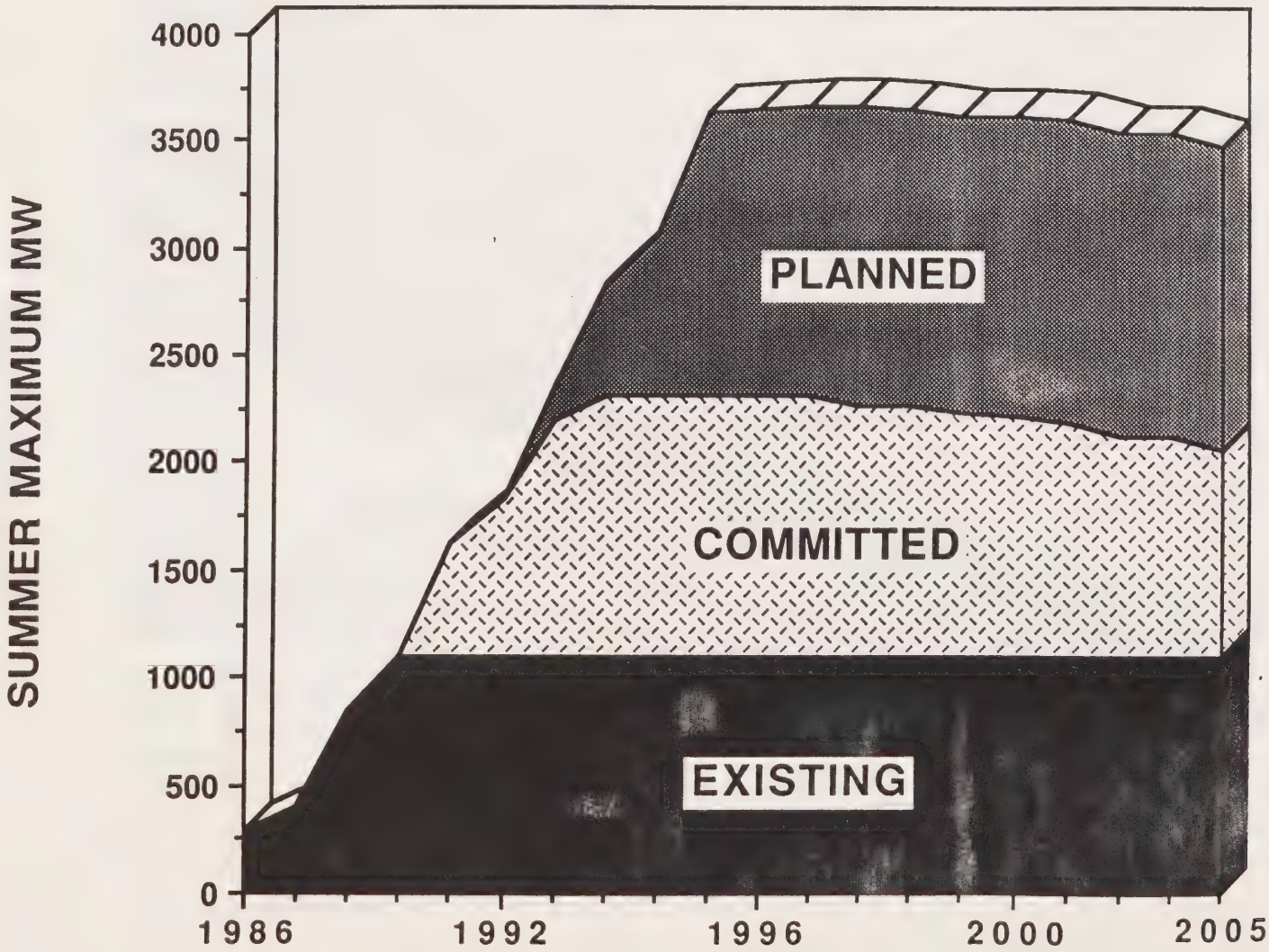
TOTAL IMPACT OF FORECAST



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

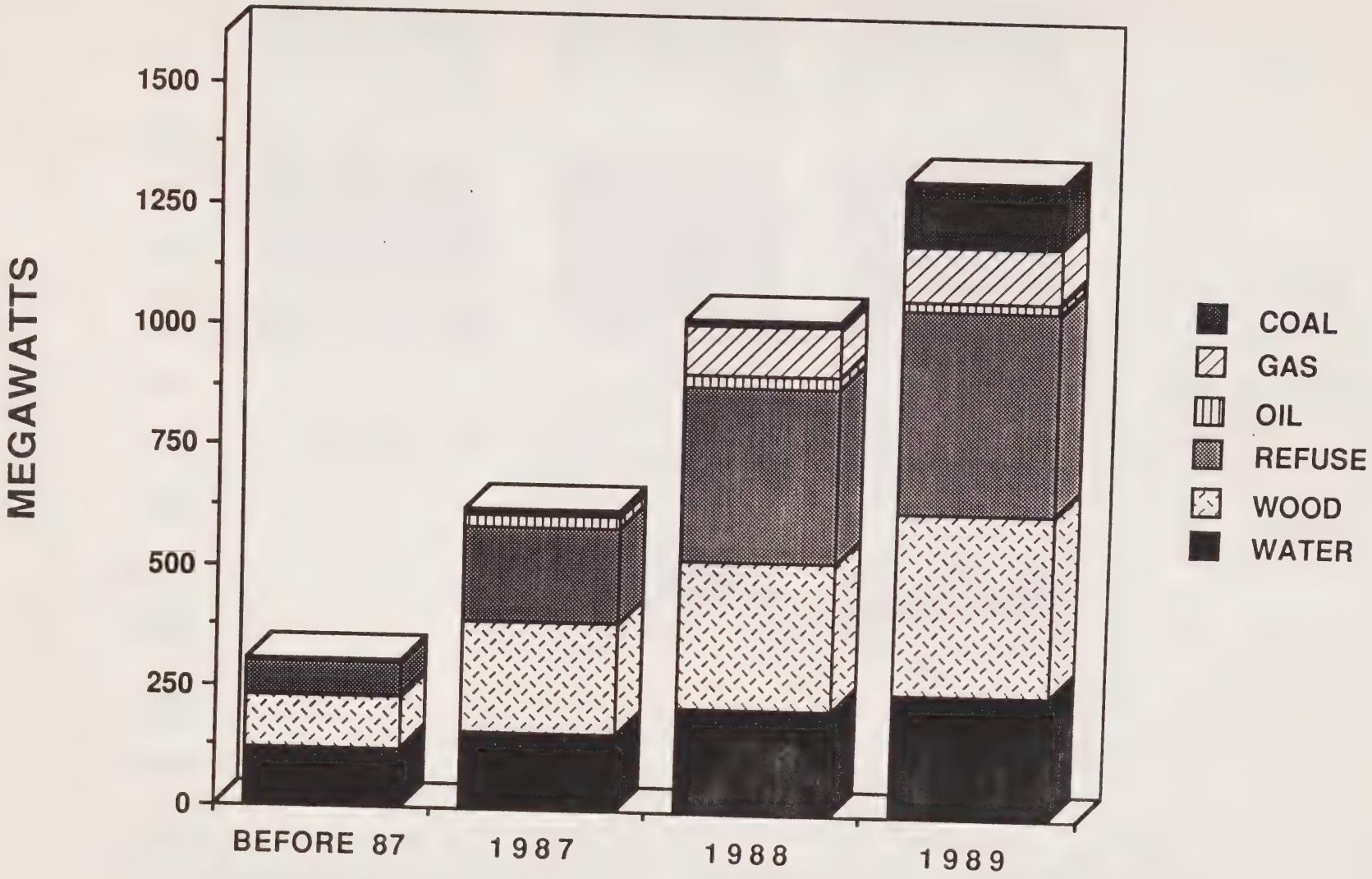
NON-UTILITY GENERATION CAPACITY



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

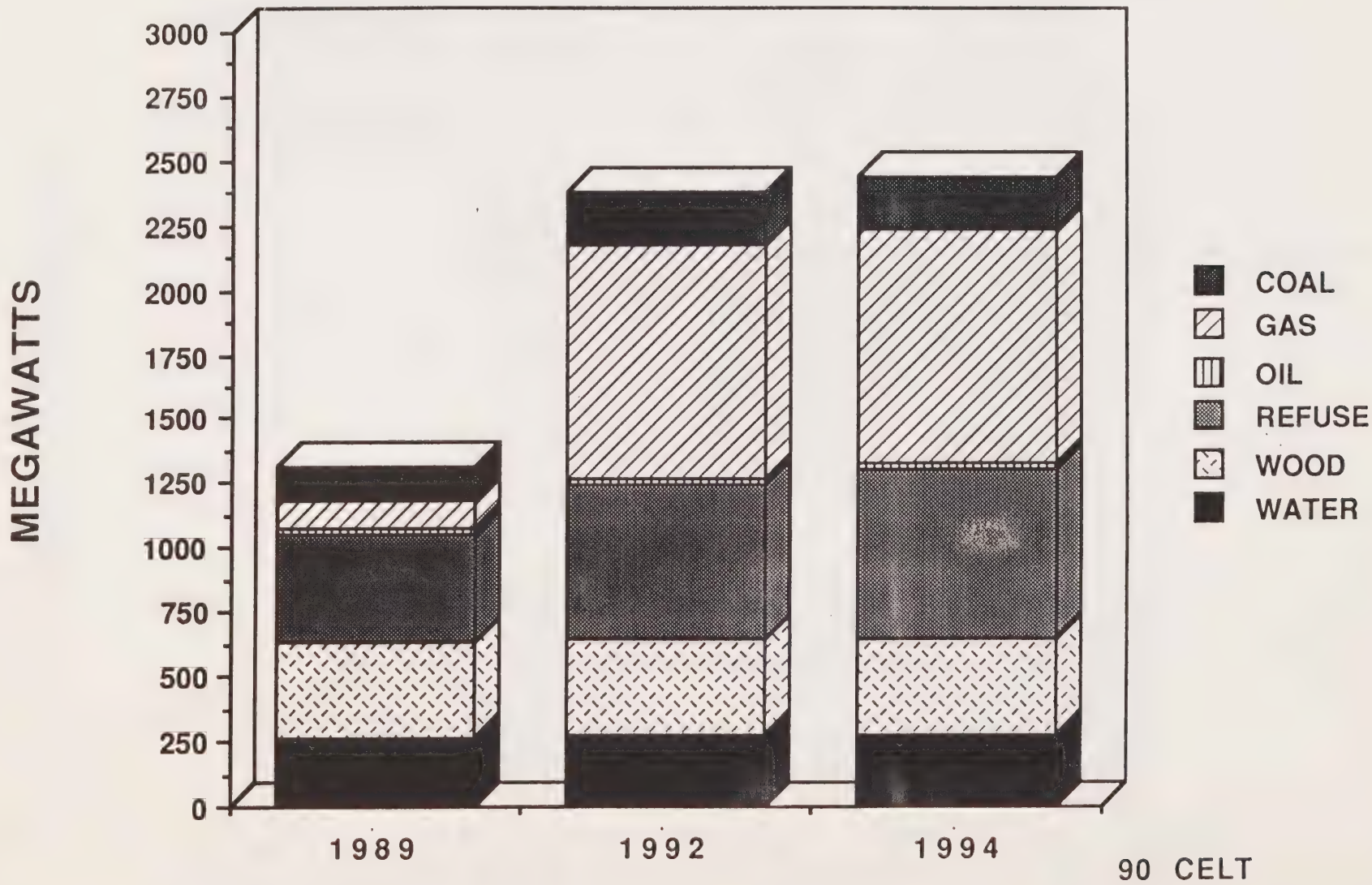
NON-UTILITY GENERATION - PRIMARY FUEL



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

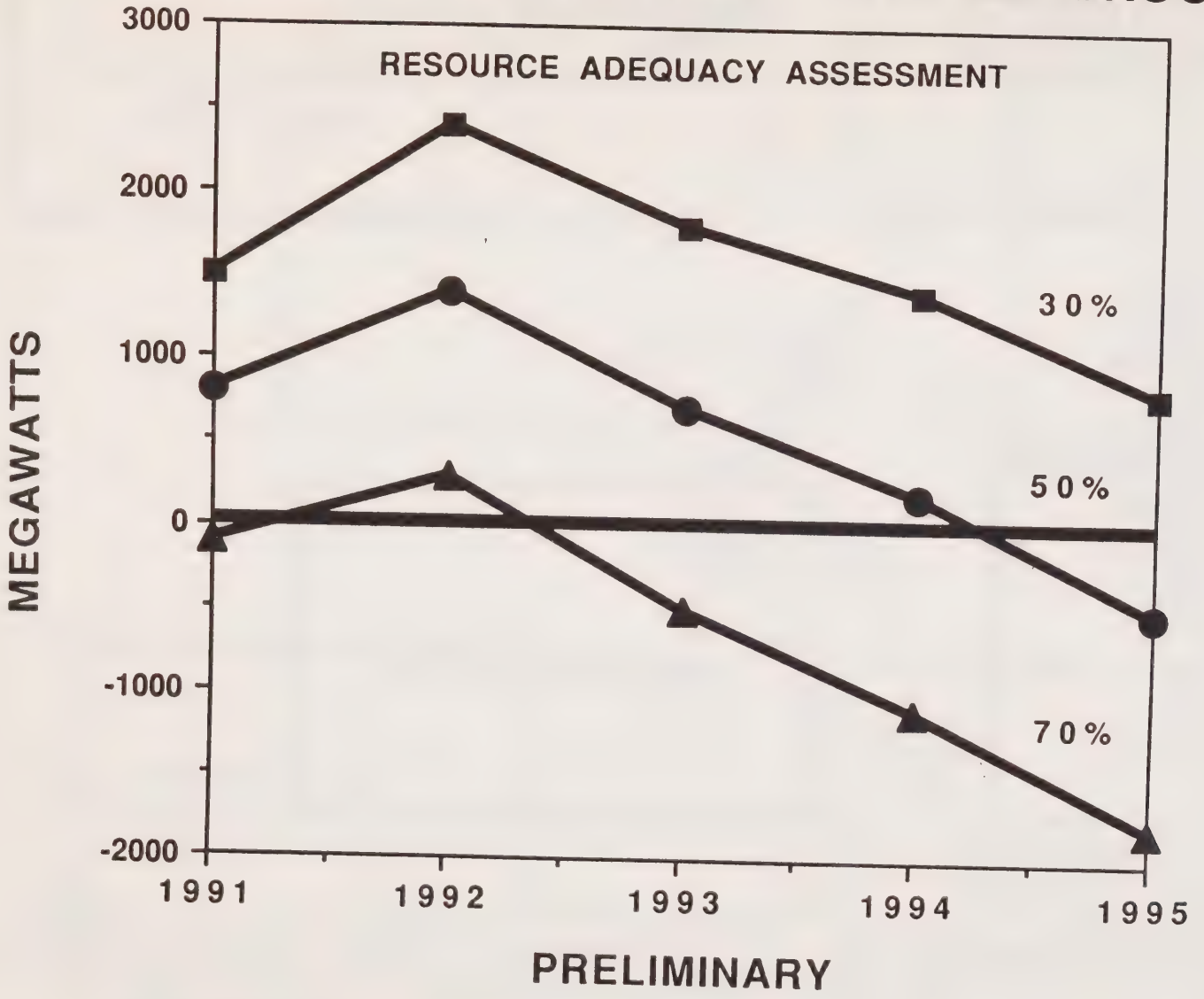
NON-UTILITY GENERATION - PRIMARY FUEL



90 CELT

NEPOOL Generating Capacity in the 90's

SHORT TERM RESULTS - WITH SEABROOK

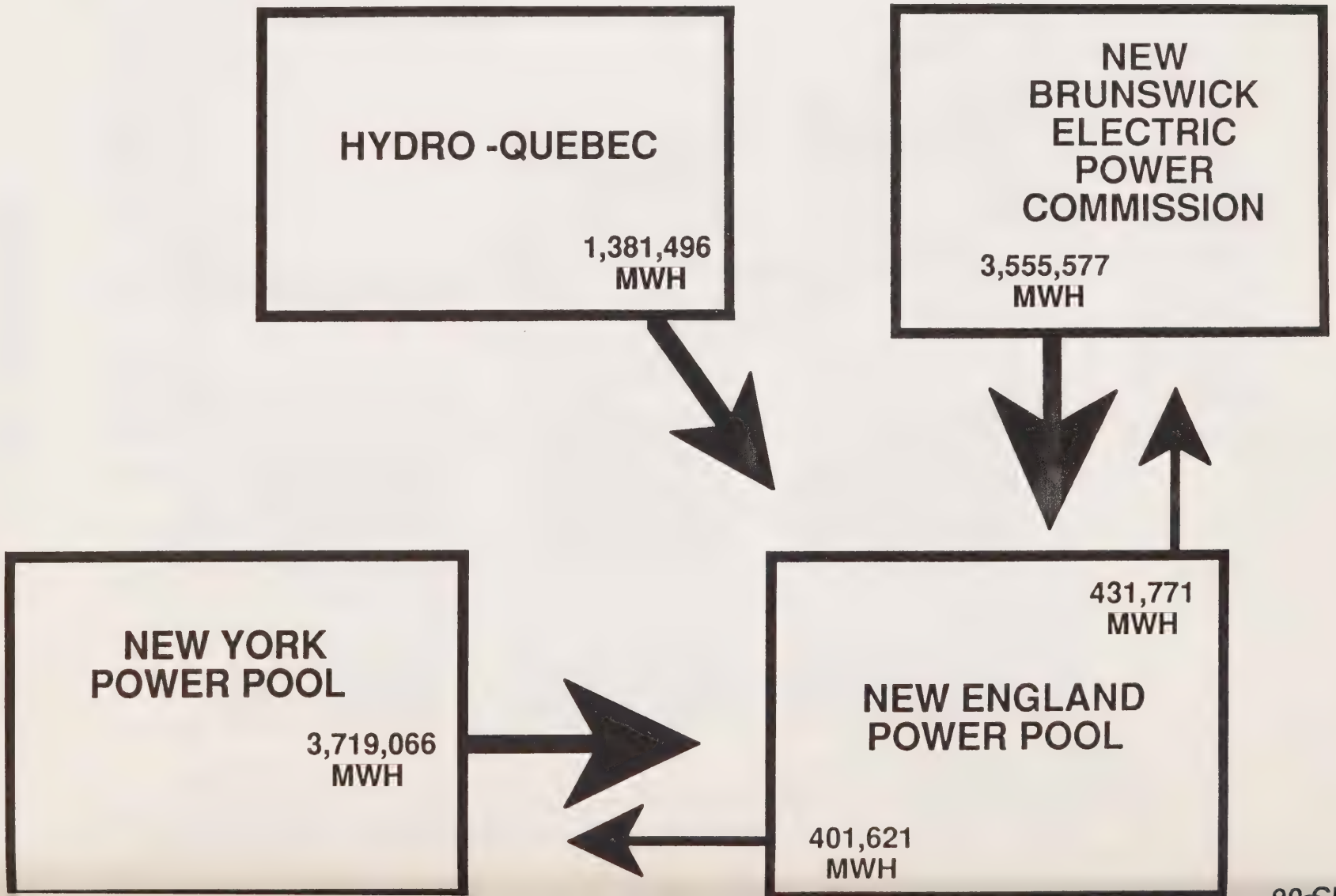


PRELIMINARY

90 CELT

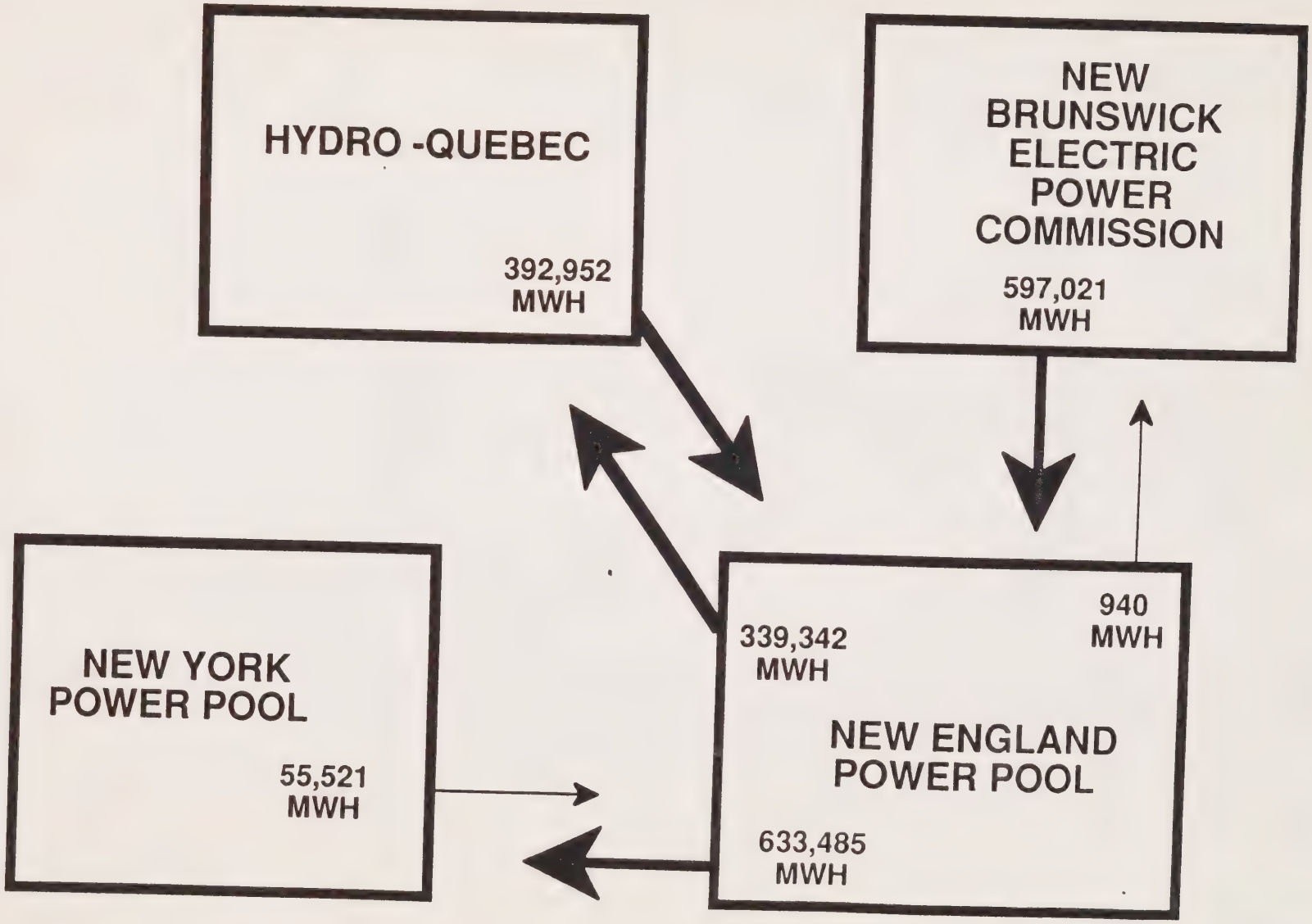
NEPOOL Generating Capacity in the 90's

1989 UTILITY EXTERNAL PURCHASES/SALES



NEPOOL Generating Capacity in the 90's

1989 INTERPOOL TRANSACTIONS



90 CELT

DOCUMENT: 860-256/007

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Advancing the Electricity Option

Wallace S. Read
President
Canadian Electrical Association

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

Good morning Ladies and Gentlemen:

It is indeed a pleasure to have this opportunity to address you on behalf of Canada's electric utilities on the role of electricity in our energy future. By way of introduction, the Canadian Electrical Association, which I represent, numbers among its members, all electric utilities in Canada who, together, produce ninety-five percent of this country's electricity. Our utilities have over one hundred billion dollars in assets and employ ninety thousand people. Our Association has, as one of its prime roles, the exchange of views with governments and the public on important national energy issues in order to ensure efficient and effective energy policy is adopted.

First of all, let me paint a little backdrop for you. One would have to be completely isolated not to be aware of the fast-paced changes taking place in our world today. From a social, political, economic and technological standpoint, the speed and magnitude of change is mind boggling. Just one example; the political changes which have swept Eastern Europe has caught virtually all of the so called "experts" by surprise. With some embarrassment, the political gurus were left in the dust by the collective will of ordinary people. Even the media which prides itself on instantaneous communication of events, were caught short.

Rapid change, often outpacing our ability to respond adequately, has become the hallmark of the late '80s and will continue to confound us through the next decade. That makes forecasting tougher than it has ever been no matter what business you are in.

It was Edmund Burke, the 18th century British statesman, who said "You can never plan the future by the past" and never have these words rung truer than now.

Another reality which is influencing the way we do business, is that amongst the developed nations, today's world belongs to the customer. Any business providing a product or service, whether its hamburgers in Moscow or electricity here at home, will survive only if they recognize customer aspirations and respond appropriately. Some of us, especially those operating in a monopoly environment, have been painfully slow in coming to terms with this reality.

In the electric utility business, customer satisfaction occurs when electricity is made available in a convenient, safe, reliable and environmentally acceptable form at a reasonable price. These are not always complementary characteristics and it is our challenge as utilities, governments and the public to establish what weight we must give to each of these goals. There are financial risks and environmental impacts associated with any energy project; there are substantial costs involved in

ensuring reliability, safety and protection of the environment; but if one accepts the need for additional energy supply to accommodate growth, then we have no choice but to weigh the risks, take the decisions and pay the costs.

Making the right choice these days means a greater effort towards consensus but the process should not delay sensible, practical, caring solutions to meeting our energy needs.

The sad reality of the situation today is that while the north eastern part of this continent has been blessed with an abundance of resources from which electricity can be generated, we have bungled the job, such that our utilities will be unable to meet the needs of our customers fully by 1992. Why? There are a number of factors:

- Poor regulatory rulings in the United States which have discouraged utilities from building new plants;
- A stalled U.S. nuclear program which has denied access to needed capacity;
- An unwillingness by governments and utilities, even now, to accept that their load growth estimates are too low; and
- Unreasonable delays in the siting of new transmission lines which have effectively prevented access to economic sources of energy.

How can we correct this situation? Unfortunately, its going to be a long road back and we will have to accept some constraint on the use of electricity for several years to come. Many utilities are hurrying to install gas turbines to make up some of the shortfall but it is a case of too little too late. Furthermore, this action will result in much higher cost power than had we engaged in a more rational and realistic approach to our long term planning. This is something we must never let happen again.

With that background, let me turn to the question of where we are headed and which emerging technologies might help us along the way.

First of all, electricity is recognized as the most flexible energy form available to our customers. Indeed, for much of the equipment and appliances on the market, it is the only usable energy form. But more importantly, electricity is environmentally benign at the point of use. That makes it the energy medium of choice for both technological and environmental reasons. We see it taking an increasing share of the Canadian energy market especially as our economy evolves towards a greater emphasis on "knowledge-based-industries" and "high-tech-businesses".

We at CEA believe there are five demanding issues which need to be addressed in the '90s if our utilities are to serve our customers as they expect to be served.

One: Demand side management (DSM) - ensuring that the benefits of efficiency and conservation techniques are understood and adopted by our customers. You will hear more about this from the next speaker.

Two: Adequacy of supply - in spite of our best DSM efforts, we are in a tight supply situation in some areas of North America, and we will need to move quickly to expand our generation and distribution facilities.

Three: Quality of service - this runs the whole gamut of things from outages to voltage and frequency fluctuations which interfere with computers and sophisticated electronic controls. Our customers' expectations and needs are redefining what constitutes acceptable service.

Four: The environment - society is dictating that the preservation of an attractive and hospitable environment in the face of a growing population and economic expansion is a top priority. Electricity is part of the answer to these concerns provided we can

manage our generation and delivery activities effectively. Probably, no greater challenge faces us than meeting environmental expectations without sacrificing reliability or price competitiveness.

Five: New technologies - innovation is the key to meeting the four challenges I've just noted. As key elements in our utility research programs, we must include new ways of using electricity more efficiently, new ways of producing and delivering electricity in an environmentally sensitive manner and new ways of regulating the industry so we can get the job done on budget and on time.

Short of a technological revolution, the bulk of North America's electricity will continue to come from hydraulic, nuclear and fossil fuel generating stations over the next 20 years.

Currently in Canada, we generate electricity 60 percent from hydro, 24 percent from fossil fuels and 15 percent from nuclear. Alternative sources account for the balance, less than one percent. In the year 2005, on a much larger base, the numbers are projected to remain essentially unchanged: 58 percent hydro, 25 percent fossil, 16 percent nuclear and one percent alternative sources.

In the U.S., the generation of electricity is far more heavily dependent on fossil fuels (67 percent) and that is expected to remain the case well into the next millenium.

But all this does not mean we should rest on our oars with respect to research into new technologies. To the contrary, it makes work in this area more important. Just considering the "big three" sources alone, there needs to be a major effort expended on clean coal combustion.

In spite of the international concern over global warming, most developing countries cannot afford to abandon coal as the primary fuel with which to build their economies. These nations, including China, are expected to quadruple their CO_2 emissions within forty years and our contribution must be in devising and making available the technologies required to minimize the environmental impact of this increased fossil fuel use.

Our utilities and the Canadian Electrical Association have been prominent in the development of new technologies for the clean combustion of fossil fuels. We have been advancing the industry's knowledge and application of:

- sulphur dioxide reduction systems
- low nitrogen oxide and sulphur dioxide burners
- circulating fluidized bed power plants

- flue gas desulphurization scrubbers, and
- perhaps the most promising of all the work, is going on in the area of integrated gasification combined cycle generating plants (IGCC).

At this juncture, IGCC is a very positive prospect. It not only reduces emissions of stack gases, it is an efficient production technology as well. With fossil fuel powered generating plants expected to be the largest single source of Canadian CO_2 by the year 2005, it is imperative that research of this nature should be accelerated.

Public perceptions of worsening air quality and concern about acid rain and global warming are likely to result in increased public acceptance of nuclear power in Canada and the U.S. The record of reliability and safety of the CANDU nuclear reactors will ensure the survival and growth of this industry in Canada. The smaller CANDU 300 may find its way into the smaller regional power systems in the next two decades as the economics of that unit become attractive.

Let us review some of the other technology headline makers of the last year or so.

Fusion Power

Much has been written recently about cold fusion. Early on the emphasis was on how it would revolutionize the electric utility industry and indeed society as a whole. But then cold fusion was replaced by cold reality as replication of the experiment proved elusive.

To this day, cold fusion remains a mystery. Despite research at several U.S., Japanese and Indian locations that appeared to back the claims of Professors Pons and Fleischmann, a far greater number of reputable laboratories came up with nothing. Cold fusion is no closer to commercial exploitation than it was a year ago. Meanwhile, progress on hot fusion moves steadily, if slowly, onward. No breakthroughs have been obtained but a great deal has been learned. Nevertheless, commercialization of fusion power remains an elusive and distant reality.

Superconductivity

Also at the leading edge is research into superconductivity. The breakthrough achieved in 1986 at IBM's Zurich Research Laboratory, was the first major advance since superconductivity was first discovered in the metal mercury 80 years ago. The impact of superconductivity could be very dramatic indeed; more

efficient and less costly generation and transmission packages; more economic underground distribution systems; the storage of electricity in huge rings made up of superconducting material; and the revolutionizing of the computer and consumer electronics industries. How likely is all of this? Certainly it will be a decade before materials development is advanced sufficiently for the practical use of this technology in the utility industry. Although the promise is great, we await the next breakthrough.

Wind and Solar Power

Wind and solar power have, up to now, been more of a west coast phenomenon than here. But a heightened public concern over the environment, will gradually see a push for more market penetration locally.

Let me hasten to add that wind and solar are already proving useful technologies as power supplies in remote isolated areas. Further refinement of these technologies will make them more cost effective and will spur on more deployment.

Tidal Power

Tidal power can play a larger role in this region's energy future. We have a great potential in the Northeast and we have a proven, dependable technology as has been shown by the Annapolis

Power Plant here in Nova Scotia. Tidal power, however, is not without environmental conflicts, particularly in its effect locally on the sea level and salt water intrusion into the flooded areas.

Fuel Cells

Another area to watch for is fuel cell technology. Although costs are currently very high, fuel cells, because of their flexibility and adaptability, can be used in a range of applications from individual buildings or plants right on up to district requirements. And let's recognize that fuel cells could be owner-installed in the future, dealing utilities out of the game. The owner would only need to purchase the raw material inputs such as natural gas.

Municipal Waste

One of the more curious debates across the continent has been over the burning of municipal wastes to produce electricity. While commonplace at one time, the burning of wastes went out of favour many years ago due to concern over dioxin emissions. But with improved technology and given the concern over landfill, municipal wastes are again being considered for electricity generation. It is likely that more communities in the Northeast region will look at this option.

Energy Storage

Energy storage, which I mentioned briefly in the context of superconductivity, may be a common feature of power systems in the next century. A decade ago, CEA conducted a research project into energy storage opportunities and concluded that there was no need for energy storage on Canadian utility systems due to the flexibility and capacity of the networks at the time. The report suggested that by the late 1980's, energy storage would be more attractive because of an increased need to reduce utility requirements for peaking, normally fueled by oil and natural gas.

Although the timing may have been off, I think this prediction still stands. Within a decade, many utilities will be relying on energy storage systems. This does not require new technology. Hydraulic pumped systems for hydro generation are well known. And the first compressed air energy storage system went into service in West Germany in 1978. The second commercial plant is being built in Alabama and is scheduled to go into service in 1991.

Electric Vehicles

Utilities and manufacturers are continuing research into battery technology for use in electric vehicles. The pace of development of such vehicles will have an impact on electric utilities and society as a whole. The recharging of batteries in electric vehicles is an excellent off peak load, making for more efficient use of utility capacity. And in environmental terms, electric vehicles would be displacing internal combustion engines and hence, the emissions produced by the traditional car.

Hydrogen Fuel

Another transportation related development that may occur within the next 20 years and have a significant impact on the electric utility industry is the possible emergence of hydrogen as a key energy currency. Hydrogen has the potential to replace combustion fuels and has the added advantage of being environmentally benign. Major efficiency improvements can be expected in the production of hydrogen, by making use of off peak power from large hydro or nuclear facilities.

Then again, a lone scientist or engineer, working away in his lab or shop in Toronto, Salt Lake City or New Delhi, may make a discovery tomorrow which will really revolutionize the energy industry. The only thing we do know is that our world is

changing ever more rapidly. And this brings with it a problem for public policy makers.

Public opinion, public policy and regulatory regimes are out of step with science. The long torturous process through which public policy is formulated and regulations promulgated, simply does not keep up with the thrust of science or the evolution of energy supply and use. This is a serious failing. It kills off useful options and discourages innovation. We must make the process more responsive or pay the price of losing our technological leadership.

We face the increasingly urgent problem of fostering research and development to meet the twin objectives of maintaining our international competitiveness, and protecting our environment. To meet this challenge, we must be more than just technically equipped, we must also develop new, innovative solutions to regulatory and public policy issues. It is only in a responsive and stimulating climate that we will be able to lead the pack in technological innovations. And no where will this be more necessary than in the energy field as the abundance of the '80s gives way to rising prices and supply constraints more reminiscent of the '70s. The watch word for the '90s will be "innovate or perish." Let's make sure it's the former!

Thank you.

DOCUMENT : 860-256/007

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Promouvoir l'électricité

Wallace S. Read
Président
Association canadienne de l'électricité

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

Bonjour mesdames et messieurs!

Il me fait vraiment plaisir d'avoir l'occasion de prendre la parole au nom des compagnies d'électricité canadiennes sur le rôle futur de l'électricité. En guise d'introduction, l'Association canadienne de l'électricité compte parmi ses membres toutes les compagnies d'électricité du Canada, lesquelles produisent 95 p. 100 de l'électricité au pays. Les compagnies d'électricité possèdent des biens d'une valeur supérieure à 100 milliards de dollars et emploient 90 000 personnes. Parmi ses principaux objectifs, l'Association cherche à favoriser l'échange de points de vue avec les gouvernements et le grand public en matière de questions énergétiques d'importance nationale afin de veiller à ce qu'une politique énergétique efficace soit adoptée.

Permettez-moi d'abord de vous donner un bref aperçu du contexte. Quiconque n'est pas conscient des changements rapides qui bouleversent l'ordre des choses dans le monde entier à l'heure actuelle doit vivre dans un isolement total. D'un point de vue social, politique, économique et technologique, la vitesse et l'ampleur des changements sont ahurissantes. À titre d'exemple, mentionnons le climat de changement politique qui a balayé l'Europe de l'Est et qui a pris par surprise presque tous les prétendus "experts". La volonté collective de la population a fait mordre la poussière aux gourous politiques embarrassés. Même les médias, qui se vantent de pouvoir communiquer les événements de manière instantanée, se sont faits prendre.

Les bouleversements, qui nous prennent souvent par surprise, sont devenus la marque de la fin des années 1980 et continueront de nous remplir de confusion au cours de la prochaine décennie. Cet enchaînement rapide d'événements rend toute prévision beaucoup plus difficile qu'elle ne l'a jamais été, quel que soit le champ d'activité.

Edmund Burke, homme d'État britannique du XVIIIe siècle a déclaré qu'on ne peut jamais prévoir l'avenir en se fondant sur le passé. Cette assertion n'a jamais été aussi vraie qu'à l'heure actuelle.

Un autre facteur influence notre façon d'opérer : parmi les nations industrialisées, le consommateur est roi. Toute entreprise offrant un produit ou un service, qu'il s'agisse de hambourgeois à Moscou ou d'électricité au pays, ne devra sa survie qu'à sa connaissance des désirs des consommateurs et qu'aux mesures qu'elle prendra pour les exaucer. Certains d'entre nous, notamment ceux qui sont en position de monopole, ont été très lents à faire face à cette réalité.

Pour les compagnies d'électricité, le consommateur est satisfait lorsque l'électricité est acheminée à l'aide de moyens commodes, sûrs et fiables qui ne perturbent pas trop l'environnement et à un prix raisonnable. Ces caractéristiques ne sont pas toujours réunies et il incombe aux compagnies d'électricité, aux

gouvernements et au public de déterminer le poids que nous devons accorder à chacune d'entre elles. Tout projet énergétique s'accompagne de risques financiers et de perturbations de l'environnement. Il s'agit du prix considérable qu'il faut payer pour garantir un approvisionnement sûr et une protection de l'environnement. Cependant, si l'on reconnaît qu'il faut augmenter l'approvisionnement énergétique afin de tenir compte de la croissance, nous devons inéluctablement pondérer les risques, prendre les décisions qui s'imposent et en payer le prix.

De nos jours, choisir la bonne solution consiste à rechercher davantage un consensus. Ce mécanisme ne devrait toutefois pas reporter l'adoption de solutions pratiques et judicieuses qui permettent de répondre à nos besoins énergétiques.

La situation actuelle est tout autre. Bien que le Nord-Est du continent ait été doté de ressources abondantes à partir desquelles il est possible de produire de l'électricité, nous nous y sommes si mal pris que nos compagnies d'électricité ne pourrons répondre entièrement aux besoins de nos consommateurs d'ici 1992. Pourquoi? Pour un certain nombre de raisons :

- de mauvaises décisions de réglementation aux États-Unis qui ont dissuadé les compagnies d'électricité de construire de nouvelles centrales;

- un programme américain de l'énergie nucléaire qui a été mis de côté et qui a supprimé une capacité de production;
- les gouvernements et les compagnies d'électricité ne sont pas disposés, même à l'heure actuelle, à reconnaître que leurs estimations de la croissance de la charge ne sont pas assez élevées; et
- des retards excessifs de l'installation de nouvelles lignes électriques qui ont empêché d'avoir accès à des sources économiques d'énergie.

Comment peut-on rectifier la situation? Malheureusement, la tâche sera ardue et nous devrons accepter de limiter en partie notre consommation d'électricité pendant plusieurs années. Beaucoup de compagnies d'électricité se hâtent d'installer des turbines à gaz pour compenser une partie de la pénurie, mais cette mesure est insuffisante et elle a été adoptée trop tard. En outre, elle produira de l'énergie à un coût beaucoup plus élevé que si notre planification à long terme avait été fondée sur une démarche plus rationnelle et plus réaliste. Cela ne doit plus jamais se produire.

Cela dit, tournons-nous vers l'avenir et vers les technologies de pointe susceptibles de nous venir en aide.

Tout d'abord, l'électricité est, de l'avis de tous, la forme d'énergie la plus souple dont jouissent nos clients. En effet,

pour la plupart des appareils sur le marché, elle constitue la seule forme d'énergie utilisable. En outre, l'électricité a surtout des répercussions minimes sur l'environnement au point d'utilisation, ce qui l'a rend la forme d'énergie de choix pour des raisons à la fois techniques et environnementales. L'électricité accaparera une part croissante du marché canadien de l'énergie, notamment au fur et à mesure que notre économie sera davantage axée sur les connaissances et la technologie de pointe.

L'ACE estime qu'il faut examiner cinq questions importantes au cours des années 90 si nous voulons que nos compagnies d'électricité répondent aux besoins de nos clients comme ils s'attendent de l'être.

Un : Gestion de la demande - veiller à ce que les avantages des techniques de conservation et de rendement énergétique soient compris et adoptés par nos clients. Le prochain conférencier traitera de cette question.

Deux : Approvisionnement suffisant - en dépit de nos meilleurs efforts de gestion de la demande, l'approvisionnement de certaines régions de l'Amérique du Nord est juste suffisant et nous devrons agir rapidement pour accroître la capacité de nos installations de production et de distribution.

Trois : Qualité du service - la gamme des facteurs (arrêts, voltage, fluctuation de la fréquence, etc.) qui perturbent le fonctionnement des ordinateurs et des commandes électroniques perfectionnées. Les attentes et les besoins de nos clients influencent la définition d'un service acceptable.

Quatre : L'environnement - la société ordonne que la protection d'un milieu attrayant et hospitalier, dans un contexte de démographie gallopante et de croissance économique, est prioritaire. L'électricité permet d'apaiser en partie ces préoccupations à condition de gérer efficacement nos activités de production et de distribution. Nous n'aurons probablement pas de tâche aussi difficile à accomplir que le fait de répondre aux attentes environnementales sans pour cela sacrifier la fiabilité ou la compétitivité des tarifs.

Cinq : Nouvelles technologies - l'innovation est la solution aux quatre tâches susmentionnées. Nos programmes de recherche doivent comprendre, à titre d'éléments clés, de nouvelles façons de consommer plus efficacement, de produire et de distribuer l'électricité d'une façon qui respecte l'environnement et de nouveaux moyens de

réglementation de l'industrie de façon à accomplir les tâches en respectant le budget et les délais.

À moins d'une révolution technologique, la majeure partie de l'électricité de l'Amérique du Nord proviendra au cours des vingt prochaines années des centrales hydro-électriques, nucléaires et qui sont alimentées par des combustibles fossiles.

Au Canada, les ressources hydriques, les combustibles fossiles et le nucléaire produisent respectivement 60, 24 et 15 p. 100 de l'électricité à l'heure actuelle. D'autres sources produisent moins d'un pourcent de l'électricité. On prévoit que ces pourcentages auront très peu changé en l'an 2005, à savoir 58, 25, 16 et un pourcent respectivement.

Aux États-Unis, la production d'électricité est beaucoup plus tributaire des combustibles fossiles (67 p. 100) et on prévoit que la situation ne changera pas après l'an 2000.

Ces prévisions ne signifient toutefois pas que nous devons nous reposer sur nos lauriers en matière de recherche dans le domaine des technologies de pointe. Au contraire, il est encore plus urgent de s'atteler à la tâche. En ne tenant compte que des trois grandes sources d'électricité, il nous faut déployer des efforts importants dans le domaine des procédés propres de combustion du charbon.

Malgré la préoccupation de la communauté internationale vis-à-vis du réchauffement planétaire, la majeure partie des pays en voie de développement ne peuvent se permettre d'abandonner le charbon comme combustible principal et moteur du développement de leur économie. On prévoit que ces pays, dont la Chine, quadrupleront leurs émissions de CO_2 d'ici quarante ans. Nous devons donc mettre au point et sur le marché les technologies permettant de réduire au minimum les répercussions environnementales de cette consommation accrue de combustibles fossiles.

Nos compagnies d'électricité et l'Association canadienne de l'électricité ont joué un rôle important dans la mise au point de nouveaux procédés propres de combustibles fossiles. Notre contribution s'est fait sentir dans les domaines suivants :

- les systèmes de réduction des émissions d'anhydride sulfureux;
- les brûleurs émettant de très faibles quantités d'oxyde d'azote et d'anhydride sulfureux;
- les centrales électriques à lit fluidisé et à circulation;
- les épurateurs de désulfuration des gaz de combustion; et
- parmi les travaux peut-être les plus prometteurs, la gazéification intégrée à cycle combiné.

À ce moment-ci, la gazéification intégrée à cycle combiné présente des possibilités très encourageantes. Elle permet de réduire l'émission de gaz de combustion et constitue une technologie efficace de production. Comme on prévoit que les centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles constitueront la principale source émettrice de CO_2 au Canada d'ici l'an 2005, il faut absolument accélérer la recherche dans ce domaine.

La pollution accrue de l'air, les précipitations acides et le réchauffement planétaire feront probablement en sorte que le grand public acceptera de plus en plus la solution nucléaire au Canada et aux États-Unis. La réputation de fiabilité et de sécurité des réacteurs CANDU garantira la survie et la croissance de cette industrie au Canada. Le réacteur CANDU 300, plus petit, sera peut-être plus utilisé par les compagnies régionales de moindre envergure au cours des deux prochaines décennies alors qu'il deviendra plus rentable.

Examinons quelques-uns des événements technologiques récents.

La fusion

La fusion froide a suscité récemment beaucoup d'intérêt. Au début, on insistait sur le fait qu'elle allait transformer radicalement le secteur les compagnies d'électricité et aussi la société dans son ensemble. La fusion froide a été ultérieurement remplacée par une froide réalité alors que la reproduction de l'expérience n'a pas produit des résultats concluants.

Jusqu'à présent, la fusion froide demeure un mystère. En dépit de recherches menées dans plusieurs laboratoires américains, japonais et indiens, qui semblent corroborer les déclarations des professeurs Pons et Fleischmann, un encore plus grand nombre de laboratoires de bonne réputation n'ont rien obtenu. L'exploitation commerciale de la fusion froide n'a pas progressé depuis un an. Entre temps, les travaux relatifs à la fusion chaude progressent lentement. Aucune découverte sensationnelle n'a été faite mais on a appris beaucoup. En somme, la commercialisation de l'énergie produite par la fusion ne sera pas pour demain.

La supraconductivité

La supraconductivité est un autre domaine de pointe. La découverte sensationnelle faite en 1986 dans les laboratoires de recherche de la société IBM, à Zurich, a été la première percée

importante depuis la découverte de la supraconductivité dans le mercure il y a 80 ans. La supraconductivité pourrait avoir des répercussions considérables sur la société : production et transport plus efficaces et moins onéreux de l'énergie, systèmes de distribution souterrains plus économiques, stockage d'électricité dans d'immenses anneaux composés de matériaux supraconductifs, applications radicales aux ordinateurs et aux appareils électroniques destinés à la consommation. Est-ce possible? Il faudra certainement attendre une dizaine d'années avant que la mise au point des matériaux soit suffisamment avancée pour que les compagnies d'électricité utilisent la supraconductivité. Bien qu'elle soit très prometteuse, nous attendons la prochaine découverte sensationnelle.

Les énergies éolienne et solaire

Jusqu'à présent, les énergies éolienne et solaire ont été surtout un phénomène propre à la côte du Pacifique. Toutefois, la préoccupation croissante du grand public pour l'environnement suscitera progressivement une percée des marchés régionaux.

Je m'empresse toutefois d'ajouter que les énergies éolienne et solaire constituent déjà des sources d'énergie utiles dans les régions éloignées. Le perfectionnement de ces technologies les rendra plus rentables et favorisera une plus grande application.

L'énergie marémotrice

L'énergie marémotrice pourrait jouer un plus grand rôle dans la région. Elle présente de grandes possibilités dans le Nord-Est comme l'a démontré la centrale électrique d'Annapolis, en Nouvelle-Écosse. Cependant, l'énergie marémotrice pose des problèmes environnementaux, notamment ses répercussions locales sur le niveau de la mer et l'invasion d'eau salée dans les zones inondées.

Les piles à combustible

La technologie des piles à combustible est un autre domaine à surveiller. Bien que leur coût soit actuellement très élevé, les piles à combustible peuvent être employées, grâce à leur souplesse d'utilisation, dans une gamme de situations allant des bâtiments ou des usines aux centrales régionales. Il convient également de reconnaître que les piles à combustible pourront un jour être installées par les propriétaires, ce qui aurait pour conséquence de rendre désuètes les compagnies d'électricité. Les propriétaires n'auraient qu'à acheter la matière première nécessaire telle que le gaz naturel.

Les déchets municipaux

L'un des plus curieux débat qui fait rage sur le continent a porté sur la combustion de déchets municipaux pour produire de l'électricité. Bien qu'elle ait été une solution courante à une certaine époque, la combustion de déchets est devenue impopulaire il y a de nombreuses années en raison de l'émission de dioxines. Cependant, grâce à une technologie améliorée et compte tenu des problèmes que pose l'enfouissement, on étudie une fois de plus la possibilité de brûler des déchets municipaux pour produire de l'électricité. Il est probable qu'un plus grand nombre de collectivités du Nord-Est examineront cette solution.

Le stockage d'énergie

Le stockage d'énergie, dont j'ai déjà fait allusion en ce qui concerne la supraconductivité, pourraît être une caractéristique courante des systèmes électriques du XXIe siècle. Il y a dix ans, l'ACE menait des recherches sur les possibilités de stockage de l'énergie et concluait que les systèmes des compagnies d'électricité canadiennes n'avaient pas besoin de cette technologie en raison de la souplesse d'utilisation et de la capacité des réseaux à l'époque. Le rapport laissait entendre que le stockage d'énergie serait une solution beaucoup attrayante vers la fin des années 1980 en raison de la nécessité accrue de

réduire les besoins (mazout et gaz naturel) des compagnies d'électricité au moment des périodes de pointe.

Bien qu'elle n'ait peut-être pas été opportune, je crois que cette prédiction demeure valable. D'ici dix ans, beaucoup de compagnies d'électricité dépendront de systèmes de stockage d'énergie. Ces systèmes n'exigent pas la mise au point d'une nouvelle technologie. Les systèmes hydrauliques utilisés pour la production d'hydro-électricité sont bien connus. En outre, le premier système de stockage d'énergie à l'air comprimé a été mis en service en Allemagne de l'Ouest en 1978. On construit actuellement en Alabama la deuxième centrale commerciale de stockage d'énergie. Elle doit entrer en service en 1991.

Les véhicules électriques

Les compagnies d'électricité et les fabricants poursuivent leurs recherches sur les piles pour les véhicules électriques. Le rythme de mise au point de ces véhicules aura des répercussions sur les compagnies d'électricité et la société dans son ensemble. La recharge des piles des véhicules électriques est une excellente façon d'éviter les périodes de pointe et d'utiliser plus efficacement la capacité des compagnies d'électricité. En matière d'environnement, les véhicules électriques pourraient remplacer les moteurs à combustion interne et, en conséquence, supprimer les émissions de la voiture traditionnelle.

L'hydrogène comme combustible

L'utilisation éventuelle de l'hydrogène comme source d'énergie clé constitue un autre phénomène lié au transport qui pourrait se concrétiser d'ici les 20 prochaines années et qui aurait des répercussions considérables sur les compagnies d'électricité. L'hydrogène peut remplacer les combustibles et a en outre l'avantage d'avoir une faible incidence sur l'environnement. Il est possible d'améliorer considérablement le coût de la production d'hydrogène en consommant de l'énergie des importantes centrales hydrauliques ou nucléaires hors des périodes de pointe.

Une fois de plus, un chercheur ou un ingénieur solitaire, oeuvrant dans son laboratoire ou son atelier de Toronto, Salt Lake City ou New Delhi, fera peut-être demain une découverte qui bouleversera réellement le secteur de l'énergie. La seule chose dont nous sommes sûrs c'est que notre monde évolue encore plus rapidement, ce qui pose un problème aux décideurs.

L'opinion publique, les mesures d'intérêt public et la réglementation ne sont pas en accord avec la science. Le long processus tortueux d'élaboration des mesures d'intérêt public et de promulgation des règlements n'arrive pas à suivre le rythme de la science ou l'évolution de l'offre et de la demande au sein du secteur énergétique. Ce problème est sérieux. Il élimine les possibilités utiles et décourage l'innovation. Nous devons

supprimer ce décalage ou payer le prix de la perte de notre rôle de figure de proue en matière de technologie.

Nous devons régler un problème de plus en plus urgent qui consiste à favoriser la recherche et le développement en vue de répondre aux deux objectifs suivants : conserver notre compétitivité à l'échelle internationale et protéger notre environnement. Pour ce faire, il nous faut plus que du matériel, nous devons également mettre au point de nouvelles solutions aux problèmes de réglementation et de politique. Ce n'est que dans un climat stimulant et dynamique que nous pourrons être l'avant-garde des innovations technologiques. Ces mesures seront certes utiles dans le secteur de l'énergie au fur et à mesure que l'abondance des années 1980 cédera la place à des contraintes plus importantes de tarification et d'approvisionnement qui nous rappellent les années 1970. Le mot d'ordre des années 1990 sera "innover ou périr". Faisons en sorte de ne pas nous tromper!

Merci.

DOCUMENT: 860-256/008

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Electricity Regulation

R. Priddle
Chairman
National Energy Board

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

9th NICE Energy Roundtable
- Session 5 - Electricity Regulation

R. Priddle
Chairman, National Energy Board
Ottawa, Canada

New Canadian Federal Electricity Regulation. -

Amendments to the National Energy Board Act (NEB Act) are presently before the Senate of Canada. Hopefully, these will be enacted and will come into force later this year.

The amendments give effect to the government's September 1988 Electricity Export Policy. They modernize the thirty-year old NEB Act in respect of electricity. And they make specific provision for dealing with environmental concerns.

The basic principle of the new policy is that the NEB's activity complements, rather than duplicates, measures taken by provincial governments.

As to the regulatory scheme, applicants for export authorizations or authorizations to build international power lines will continue to submit proposals to the Board. These proposals are published. An initial screening is carried out. If all relevant concerns have been adequately addressed, then approval will be granted in the form of a permit, which does not require public hearing or Governor in Council approval.

If there is any reason to believe that the proposal may not be in the Canadian public interest, then the NEB will recommend to the Governor in Council that a public hearing be held. The Board's advice will be made public. If it is accepted, the hearing route is followed.

Upon completion of the hearing, the Board may either deny the application or else recommend that a licence (for exports) or a certificate (for a power line) be issued. Certificates and licences require Governor in Council approval.

Once authorized, the detailed routing of international power lines can be determined by provincial regulatory procedures.

Criteria for Authorizations. -

The NEB is to have regard, under the new legislation, to all considerations that appear to it to be relevant including, in the case of exports:

(a) the effect on provinces other than the exporting province;
(b) the impact on the environment; and
(c) whether the applicant has informed interested Canadian buyers and given them an opportunity to purchase electricity on terms and conditions as favourable as those specified in the export application.

... in the case of international power lines:

(a) the effect of the power line on provinces other than those through which the line is to pass; and
(b) the impact of the construction or operation of the power line on the environment.

In the case of both exports and international power lines, it is as well possible for the Governor in Council to specify further considerations in regulations.

Access for Export Electricity to the International Border Through Neighboring Provinces. -

Existing and planned legislation regarding international power lines covers lines which cross neighboring provinces.

Interprovincial Power Lines. -

For the most part, such lines will be regulated by the provinces through which they pass. However, the Governor in Council may make orders designating that the line be certificated by the NEB.

Wheeling. -

There is no federal regulation or attempted regulation of wheeling. However, the NEB has been asked by the Minister of Energy, Mines and Resources to identify measures that could be taken to:

(i) encourage greater interprovincial cooperation between Canada's electrical utilities, and

(ii) enable buyers and sellers of electricity to obtain commercial access to available transmission capacity through intervening provinces for wheeling purposes.

The Board has recently requested the assistance of Canadian electrical utilities and other interested parties in studies, initially addressed towards item (i) above. A second study will address wheeling and transmission access issues, initially involving a consultant study carried out for the Board.

Regulatory Changes Needed or Planned. -

Administrative measures will be required to implement the legislative changes I have outlined. No further changes are needed or planned: the federal Minister has indicated that, when enacted, Bill C-23 will complete the government's reform of oil, natural gas and electricity regulation.

DOCUMENT : 860-256/008

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Réglementation de l'électricité

R. Priddle
Président
Office national de l'énergie

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

9e Colloque du CINÉ sur l'énergie

Séance 5 - Réglementation de l'électricité

R. Priddle

Président, Office national de l'énergie

Ottawa (Canada)

Nouveaux règlements canadiens sur l'électricité

Le Sénat du Canada étudie actuellement des modifications apportées à la Loi sur l'Office national de l'énergie. On espère que ces modifications seront promulguées et entreront en vigueur plus tard au cours de l'année.

Les modifications concrétisent la politique d'exportation d'électricité adoptée par le gouvernement en septembre 1988. Elles mettent à jour la Loi sur l'Office national de l'énergie, vieille de trente ans, en matière d'électricité. En outre, elles renferment des dispositions particulières en matière d'environnement.

Le principe fondamental de la nouvelle politique consiste en le fait que les activités de l'ONE complètent les mesures prises par les gouvernements provinciaux plutôt que d'être redondantes.

En ce qui concerne les dispositions réglementaires, les organismes qui présentent des demandes d'exportation ou qui cherchent à obtenir l'autorisation d'ériger des lignes électriques internationales devront continuer de présenter une demande à l'Office. Ces demandes sont publiées et font l'objet d'une étude préliminaire. Lorsque tous les problèmes connexes auront été réglés, un permis sera remis sans qu'il soit nécessaire de tenir des audiences publiques ou d'obtenir l'approbation du gouverneur en conseil.

Lorsqu'on estime qu'une demande n'est pas dans l'intérêt du public canadien pour quelles que raisons que ce soient, l'ONE proposera au gouverneur en conseil de tenir des audiences publiques. L'Office fera connaître publiquement son point de vue. S'il est accepté, des audiences auront lieu.

Au terme des audiences publiques, l'Office peut soit rejeter la demande, soit recommander qu'un permis d'exportation ou un certificat de construction de lignes électriques soit remis. Le gouverneur en conseil doit approuver les certificats et les permis.

Une fois l'autorisation obtenue, le parcours détaillé des lignes électriques internationales peut être déterminé grâce aux démarches provinciales de réglementation.

Critères d'autorisation

En vertu de la nouvelle loi, l'ONE examinera toutes les questions qu'il juge pertinentes, y compris, dans le cas des exportations :

a) les répercussions sur d'autres provinces autres que la province exportatrice;
b) les répercussions sur l'environnement; et
c) le demandeur a-t-il communiqué avec des acheteurs canadiens intéressés et leur a-t-il donné l'occasion d'acheter de l'électricité en vertu de conditions aussi intéressantes que celles précisées dans la demande d'exportation.

et, dans le cas de la construction de lignes électriques internationales :

a) les répercussions de ces lignes électriques sur des provinces autres que celles franchies par lesdites lignes; et
b) les répercussions des travaux de construction ou de l'exploitation des lignes électriques sur l'environnement.

En ce qui concerne les exportations et les lignes électriques internationales, le gouverneur en conseil peut également ajouter des facteurs précis dans les règlements.

Franchissement de la frontière internationale en passant par des provinces voisines à des fins d'exportation d'électricité

Les dispositions des lois en vigueur et des avant-projets de loi relatifs aux lignes électriques internationales visent les lignes électriques qui franchissent les provinces voisines.

Lignes électriques interprovinciales

Dans la majeure partie des cas, les lignes électriques interprovinciales seront assujetties aux règlements des provinces qu'elles franchissent. Cependant, le gouverneur en conseil peut ordonner qu'une ligne électrique soit approuvée par l'ONE.

Service de transmission

Il n'existe aucun règlement fédéral qui régit la transmission d'énergie, ou qui a tenté de le faire. Cependant, l'ONE a demandé au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources de définir des mesures qui pourraient être prises pour :

i) favoriser une plus grande collaboration interprovinciale entre les compagnies d'électricité; et

ii) permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'accéder à la capacité de transmission disponible par le truchement de gouvernements provinciaux et à des fins de transmission de l'énergie.

L'Office a récemment demandé à des compagnies d'électricité canadiennes et à d'autres intéressés de lui venir en aide dans le cadre d'une étude qui portait au départ sur l'article i) susmentionné. Une seconde étude portera sur la transmission d'énergie et les possibilités d'accès à ces services. Une étude dans ce sens a déjà été entreprise par un expert-conseil pour le compte de l'Office.

Changements nécessaires ou prévus aux règlements

Des mesures administratives devront être prises pour mettre en vigueur les modifications législatives que j'ai mentionnées. Aucune autre modification n'est nécessaire ou prévue : le ministre fédéral a signalé que lorsqu'il aura été promulgué, le projet de loi C-23 mettra un terme à la réforme gouvernementale des règlements relatifs au pétrole, au gaz naturel et à l'électricité.

DOCUMENT: 860-256/009

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Alternatives to Utility Capacity

John P. Cagnetta
Senior Vice President
Corporate Planning & Regulatory Relations
Northeast Utilities

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

I appreciate the invitation to speak about Northeast Utilities' (NU) resource planning. My focus will be the role of demand-side planning, the nature of our conservation and load management programs, and some of the lessons we've learned in designing and implementing these programs.

Let me begin by telling you a little about the NU system.

- Our operating companies serve more than 1.2 million electric customers in Connecticut and Massachusetts.

- We rely on nuclear power for 63 percent of our electric generation, with fossil fuels accounting for 25 percent, and hydropower and cogeneration accounting for the other 12 percent.

- The peak load on the NU system is a little over 4800 megawatts. The growth in NU's retail electric sales averaged about 2.6 percent over the last 10 years, and we're forecasting that the compound growth rate during the next 10 years will be about 1.4 percent, reflecting a slowdown in economic growth and an increase in energy conservation and load management.

At NU, resource planning is accomplished through an Integrated Planning Process that seeks to identify the best combination of new and existing demand and supply resources.

The cumulative effects of NU's demand management programs, to date, have reduced our peak demand by about 240 MW, representing 5 percent of our total system load. Without the Company's continued active involvement in these programs, the summer and winter peak demand, in 1999 would be about 600 MW higher.

In New England, conservation and load management are expected to make a major contribution to meeting the energy needs of the region in the next two decades. Indeed, the New England Power Pool's preliminary assessment indicates that, in aggregate for the six states, conservation and load management can contribute the equivalent of about 2,700 MWs of resources to meet the region's energy needs by the year 2000.

Unlike many utilities in the Northeast which require additional resources in the next few years, NU enters the 1990s with a committed resource base that is adequate to meet its needs for at least ten years (Figure 1), the transition from resource surplus to resource deficiency being about year 2002. Our existing supply capability is 6500 MW from our own plants plus 600 MW of power purchases from qualifying facilities, providing a total supply capability of 7100 MW. The net generation available, shown in Figure 1, reflects short-term capacity sales which for

1990 is a value of about 1000 MW. Demand management is expected to reduce our load growth rate over the next 10 years by 30 percent.

What gives us confidence in demand management?

NU has more than a decade of experience in demand management. We have accomplished extensive customer survey work and load research to better understand the customer usage patterns and existing stock of electric end uses -- as to numbers and efficiencies. In addition, we accomplished some research and development work on end-use technologies. This information provided us with the product and market research information with which to design and implement the conservation and load-management programs.

Our experience in implementing demand management programs has enabled us to identify many market barriers that have been recognized not only by NU but other utilities that were attempting to implement demand-side programs.

Over the last two years, the expansion of our conservation programs was accomplished through a collaborative process in both Connecticut and Massachusetts, states in which NU provides service. The collaborative process brought together a number of experts to design programs that would overcome the market barriers.

Some of these barriers were:

1. Low-income residential customers had little money to spend on other than the necessities of life, and they rarely participated in any conservation rebate programs.

2. Other residential customers either were non-believers, were not attracted by the relatively small energy savings, or they didn't want to make the effort required to achieve the savings.

3. Some commercial and industrial customers who were willing to think about it at all, were resisting change either because they lacked capital or perceived unattractive paybacks on their conservation investment. Some were reluctant to take on modification of their facilities by relatively unknown contractors, with the attendant disturbance of their operations.

For residential customers, we enhanced our residential energy audit program with free installation of $25 worth of conservation services. We initiated a program that includes free installation of conservation measures for low-income customers. We initiated zero-interest loans to install cost-effective conservation measures in electrically-heated, publicly-owned, multi-family housing complexes. For new

residential homes, we will pay 50 percent of the full incremental cost for electric energy efficiency improvements that go beyond state building code standards.

For farmers, an endangered species in Connecticut and Massachusetts, we initiated an energy audit and cash incentives to install energy-efficiency improvements in the process system and in the facilities on farms and in agricultural businesses.

For hospitals, we initiated zero-interest financing from a revolving loan fund for electrical-efficiency improvements.

We also have specific programs for schools and public buildings.

As you may have noticed, we are segmenting our customer market. We have found that, to sell conservation you need to segment the market because there are special needs and wants for different customer groups.

For commercial and industrial customers, we enhanced our retrofit and new building programs. In the retrofit program, we offer a plan that provides credit for the energy audit and a number of installation incentives for energy-efficiency measures.

One program that has been highly successful is the Lighting Rebate Program, which provides an opportunity to improve lighting . This program provides incentives to customers who install energy efficient lighting systems. The incentives are designed to provide a three year payback to customers for their contribution to the installation cost. Our market research indicates a three year payback is a sufficient incentive to get commitments from commercial and industrial customers, if all other barriers are removed.

These other barriers relate to the customers' lack of knowledge about efficient, end-use technology, and their lack of trust of energy service companies with whom they have never dealt before. Hence, they look to the utility for guidance.

The new commercial building program provides initially for a payment of 100 percent of the incremental costs of installing measures that would be more efficient than building code requirements.

We hope our new construction programs will bring about a permanent change in the design of residential and commercial buildings, first by general acceptance of energy-efficient measures by the designers and builders and, second, by an institutional process of changes in state building codes.

Finally, we are focusing on industrial processes in addition to improving the facilities of our industrial customers. Opportunities in new industrial process applications, while highly specialized and not quite as significant in the overall Company program, provide a double benefit. These conservation programs not only reduce the operating cost for the facility, but they can also improve the productive capacity of the facility. Both program aspects improve the local industries' product competitiveness.

There is no question that lighting offers the most potential for electric energy efficiency improvements. This is so because it plays such a large role in the commercial sector for existing buildings and new construction. In the residential sector, improving the thermal efficiency of new homes that use electricity for space heating provides the biggest single opportunity.

The conservation-program expansion that has taken place over the last two years is reflected in NU's demand management budget. In 1980, we were spending about $7 million a year. This year, our budget is more than $30 million. Our annual budget is expected to increase over the next several years, with a ten-year budget of more than a half a billion dollars.

What about the cost-effectiveness of our conservation programs? The levelized program costs (Figure 2) range from 2 to 9 cents per kilowatt-hour. These values are much larger than those that were reported a few years ago by some conservation advocates. The difference is a result of several factors.

The first is that the previously published conservation-measure costs reflected only the technology cost; that is, the cost of the measure. But to achieve customer acceptance, there needs to be significant market research analysis and a sales effort. Each program needs to be designed with its own marketing plan and each program performance must be evaluated. The evaluation process includes assessing the effectiveness of the sales effort and measuring the energy savings.

For NU's conservation and load management programs, the evaluation process is a $19 million effort over the next five years.

The exhibit also reflects what we refer to as total resource values, which include the customers' contribution to the conservation measure. This provides an improved perspective on what the conservation-measure cost is on a societal basis.

For the timeframe in which we are implementing these

conservation programs, levelized supply options are expected to cost from 10 to 11 cents per kilowatt-hour. Now I would be the first to caution against comparing levelized unit energy cost of demand vs supply options. The "supply" load profiles of the conservation measures are different from the supply option profile; hence, the comparison is a first cut at sorting options, not a selection criteria. You'd have to adjust for load or supply profile differences. This is what system revenue requirement analysis accomplishes.

These demand-side programs compare very well against supply-side options, when examined on a revenue-requirements difference basis. The Lighting Rebate Program reflects cumulative revenue-requirement savings within six years (Figure 3) the multifaceted residential Program, within 10 years (Figure 4) and the Farmshare Program, about 16 years (Figure 5). Over our 20-year planning horizon, NU's conservation and load management programs will reduce the company's cumulative revenue requirements by $600 million (Figures 3 to 6) in present value.

Differential revenue analysis doesn't tell the whole story either. Differential revenue analysis is accurate when comparing two supply options, since the sales or energy basis is the same. But, conservation measures reduce sales, so the revenue analysis is not a complete picture.

You need to examine customer rate (cents per kwhr) and bill impacts. For our total program, the annual rate increases are from 2 percent to almost six percent over the first five years. Over the 20-year study period, rates will increase by 2.9 percent, but bills will decrease by 2.3 percent on average with all customers participating in the programs. Customers that are non-participating in this study period will experience rate and bill increases of 1 to 3 percent, depending on the allocation of program costs to different customer rate classes. That's why we try to encourage all customers to participate in our programs. It's important to recognize that our rate impacts are positive because we have surplus capacity in the first 10 years of the 20-year study period. If a company is capacity short and is purchasing power, the rate impacts could be zero or negative depending on the incremental cost of the power purchased as compared to the incremental cost of the demand-side program.

Our experience has been very gratifying. The programs that we have introduced (and they are varied and targeted to specific market segments) have been well received and have done much to enhance the image of our company in the eyes of our customers. Conservation programs also have a customer-service benefit in that they provide another means for a utility to get closer to its customers, to better understand their service needs, and to keep them satisfied. This creates value for the utility. Furthermore, for those

vulnerable customers who have access to energy alternatives to our electric service, we have reached agreement with them to defer for at least three years any service reduction when they accept a conservation-program incentive. Increased use of conservation and load management therefore makes our service more competitive, compared to the next best energy service alternative.

We have had excellent participation in our new construction program for commercial and industrial facilities. In fact, in the first year of the program, 25 percent of the new floor space built in our service territory participated. Achieving good penetration levels involves many face-to-face meetings with the project design team of building owner/operators, architects, and engineers. We are gratified that we have been able to identify, on average, a 15 percent improvement in the energy efficiency of the buildings we have worked with, compared to current design and construction practices. In our program of retrofiting of existing commercial and industrial buildings, we have been able to identify, on average, a 10 percent energy efficiency improvement.

We have learned that a successful marketing effort in promoting conservation and load management involves a balance of having a well-designed and thoroughly understood program, an enthusiastic and highly motivated program delivery team and a sufficient level of incentive payments to bring the simple payback within the 2-3 year range. We have found that certain markets require heavy sales promotion and advertising support. The face-to-face discussions with large customers in new construction projects, must include team members who are as professionally competent as are the people to whom we are trying to market the program. Finally, we have found that customers continue to look to us for the knowledge and support needed to carry out a major conservation investment program.

The benefits of demand-side planning that I cited for U.S. utilities, I expect, are applicable to Crown Corporations. As as matter of fact, many nations, among them Sweden, Germany, Australia, Thailand and Jamaica are visiting us at Northeast Utilities and learning from the experiences going on in New England. They too are faced with a growing demand and declining supply options available to them to meet that demand. I believe the lessons being learned In New England can be applied universally.

Major demand management program issues facing NU and, I'm sure, other companies are:

1. the pace of the programs; and

2. the incentive levels needed to move customers to install the conservation measures.

We believe the pace of our programs should relate to the utilities' capacity situation. NU has surplus capacity today, so we should pace our conservation programs to reach their full potential over the next several years, just prior to our need for new capacity.

On the other hand, there are utilities that are purchasing capacity today to meet their system load. For these utilities, the pace of conservation programs should be market-driven with customer incentives up to the utilities' avoided cost.

If a utility pays too much, too soon, in the way of customer incentives, there is short-term upward pressures on electric rates and it lessens the cost-effectiveness of conservation programs. The resulting rate increase could create competitive advantages for electric energy alternatives.

As you may have concluded from my comments, conservation and load management is an extremely important energy planning option for NU for the 1990s, and we expect it will be for other utilities. Whatever else this decade brings for us, we can be certain it will be a period when fuels and power plant sites become even more uncertain, more scarce, and more dear, and a time when the harsh realities of even tighter emission controls will dominate. Any utility that fails to give energy conservation and load management a high priority in the next few years will have much to regret by the year 2000.

11619
4/19/90

Figure 1

NU's 20 Year Resource Plan

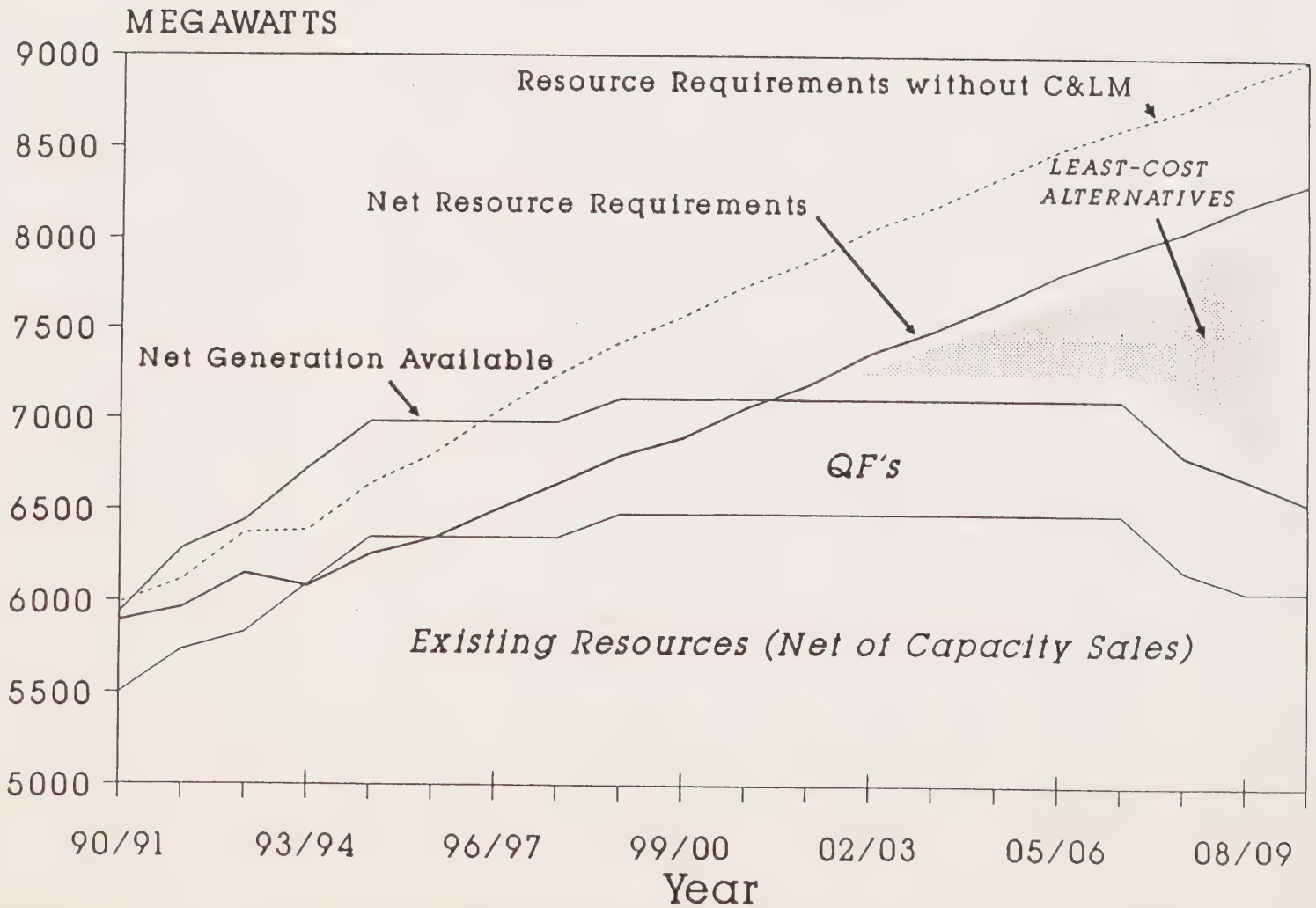


Figure 2

Demand Side Management Economic Evaluation

PROGRAM	NET REVENUE REQUIREMENTS		TOTAL RESOURCE	
	C.C.E.* cents/kWh	BEN./COST	C.C.E.* cents/kWh	BEN./COST
RESIDENTIAL RETROFIT	5.4	2.2	5.4	2.2
NEW RESIDENTIAL HOME	6.4	1.7	9.0	1.2
LIGHTING REBATE	2.9	3.4	2.6	3.8
COMMERCIAL RETROFIT	3.1	3.6	5.4	2.1
NEW COMMERCIAL CONSTRUCTION	3.5	3.1	4.7	2.3
FARM SHARE	9.3	1.2	13.8	0.8
INDUSTRIAL UPGRADE	2.0	4.2	3.0	3.5

*COST OF CONSERVED ENERGY

Figure 3
Lighting Rebate Program

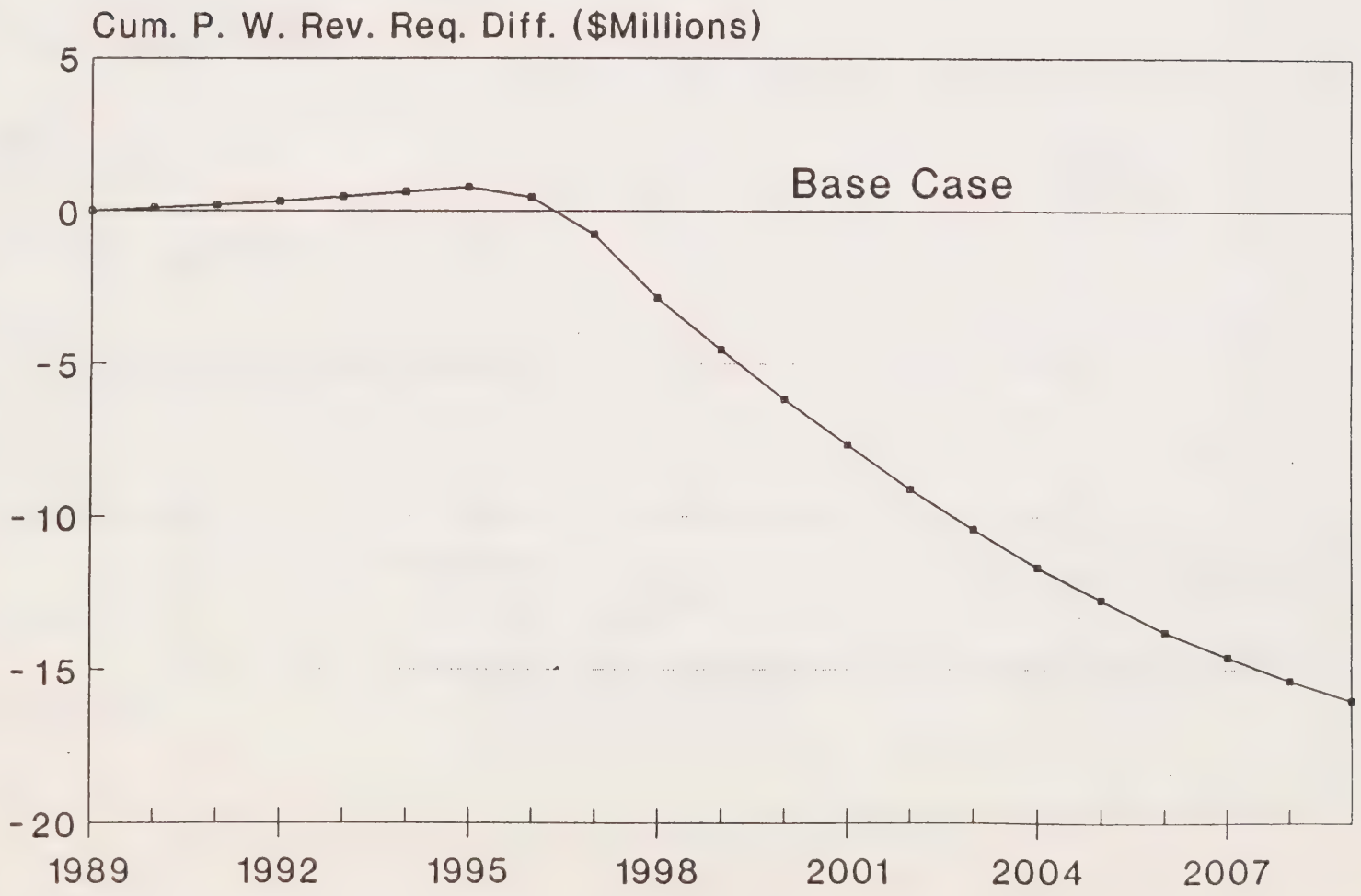


Figure 4
Residential Retrofit Program

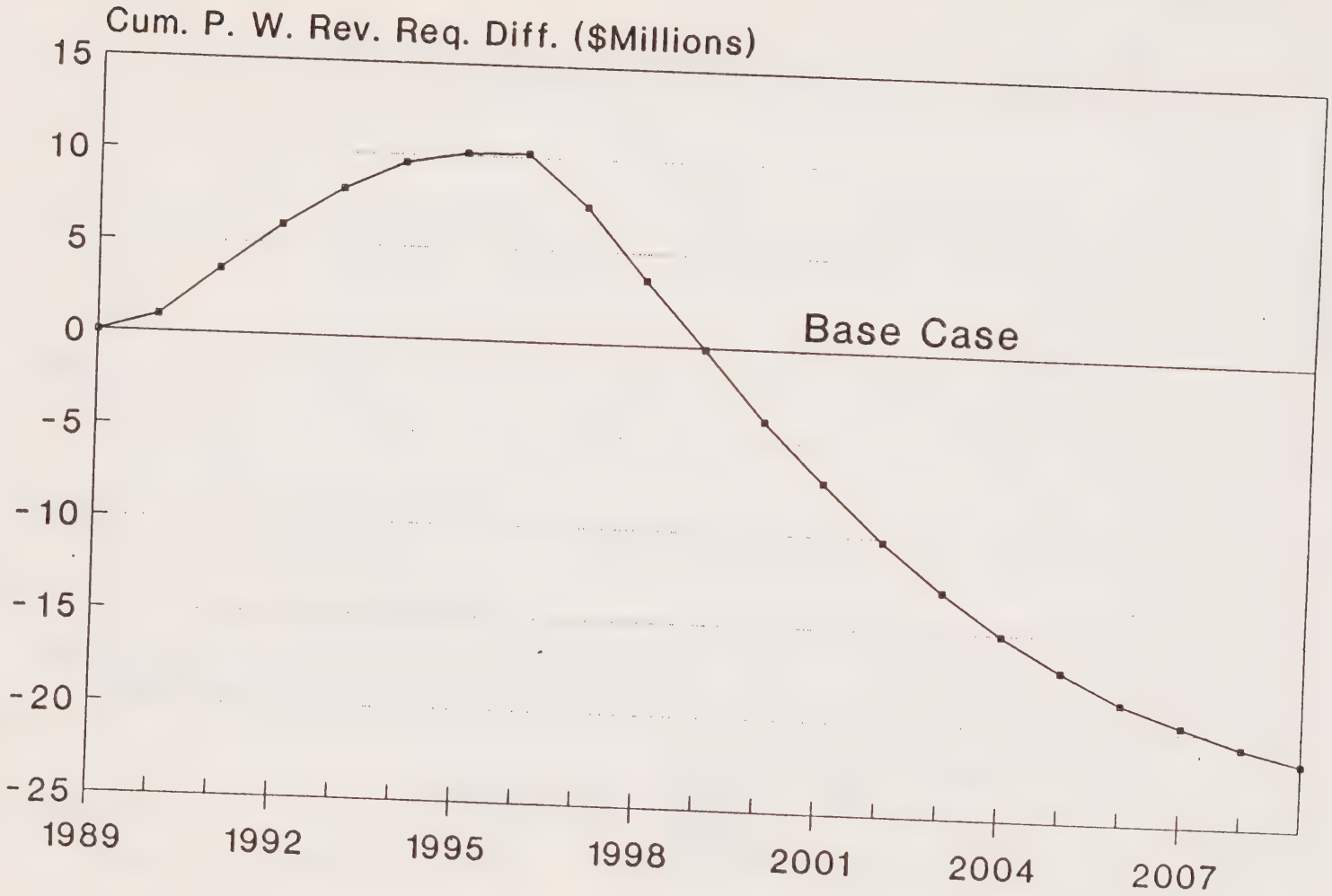


Figure 5
FARM SHARE Program

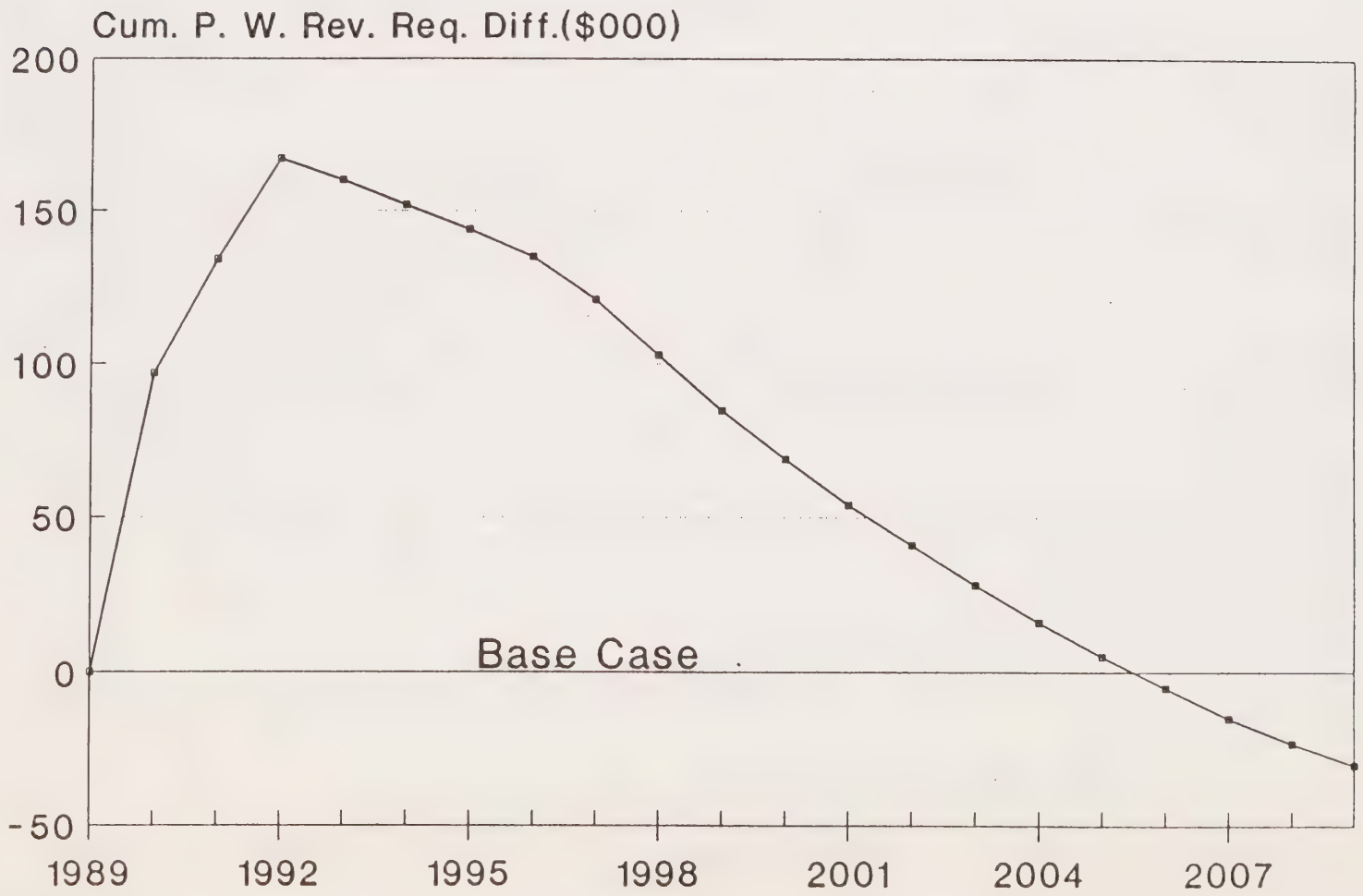
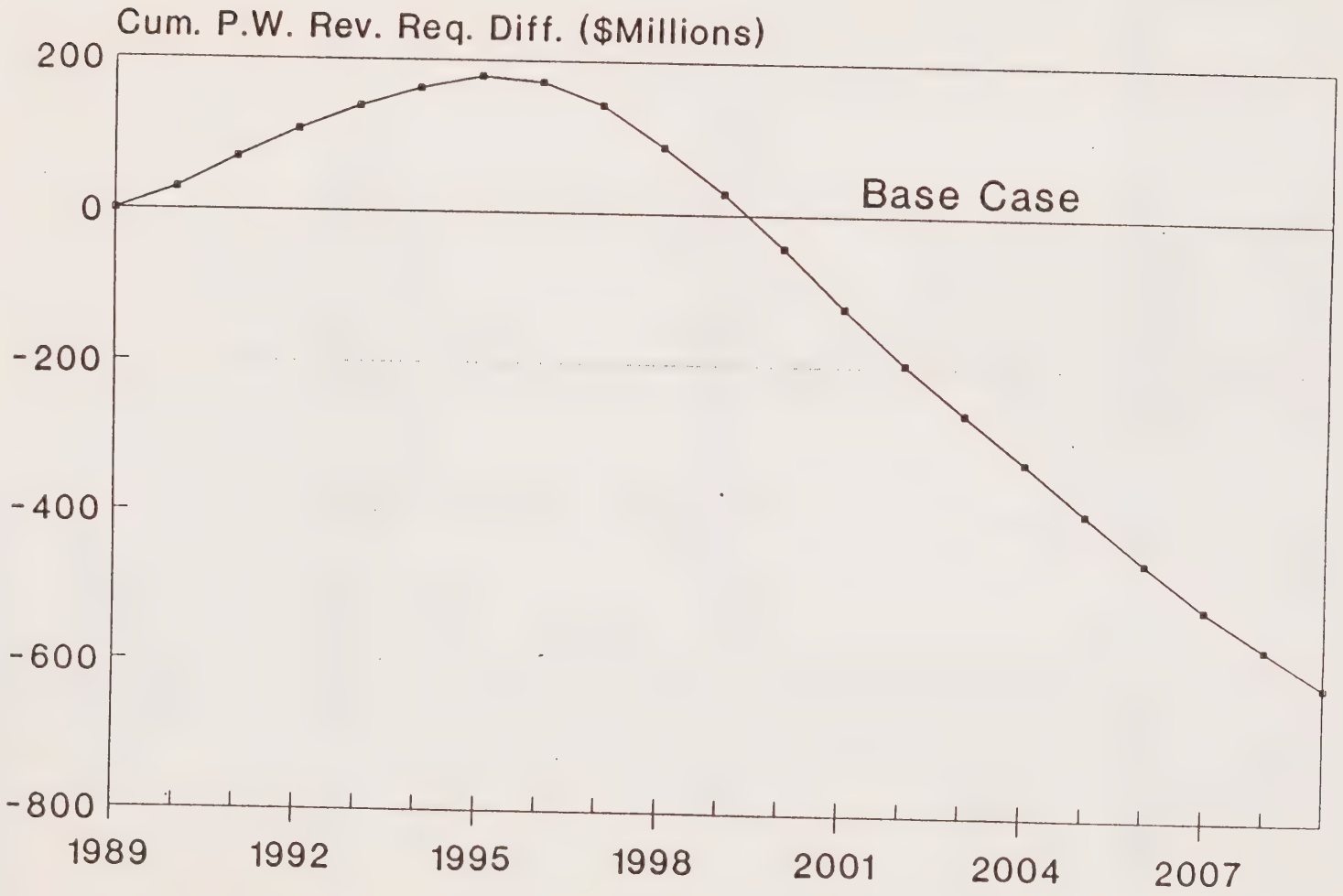


Figure 6
NU System Reference Plan



DOCUMENT : 860-256/009

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Solutions de rechange à la capacité de prodution des compagnies d'électricité

John P. Cagnetta
Vice-président principal
Corporate Planning and Regulatory Relations
Northeast Utilities

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

Je vous suis reconnaissant de m'avoir invité à prendre la parole en ce qui concerne la planification des ressources au sein des compagnies d'électricité du Nord-Est. Mon exposé portera essentiellement sur le rôle de la planification de la demande, la nature de nos programmes d'économie d'énergie et de gestion de la charge et sur quelques-unes des leçons apprises au cours de l'élaboration et de la mise en vigueur de ces programmes.

Permettez-moi d'abord de brosser un tableau sommaire du réseau des compagnies d'électricité du Nord-Est.

- Nos compagnies offrent un service à plus de 1,2 milliard de clients au Connecticut et au Massachusetts.

- L'énergie nucléaire, les combustibles fossiles et l'hydro-électricité (en plus de la production combinée) représentent respectivement 63, 25 et 12 p. 100 de la production d'énergie.

- La charge de pointe du réseau est légèrement supérieure à 4 800 MW. Au cours des dix dernières années, les ventes d'électricité au secteur commercial ont augmenté d'environ 2,6 p. 100 en moyenne et on prévoit un taux de croissance composé d'environ 1,4 p. 100 au cours de la prochaine décennie, attribuable à un ralentissement de la croissance économique, à une plus grande économie de l'énergie et à une meilleure gestion de la charge.

Au sein des compagnies d'électricité du Nord-Est, la planification des ressources se fait à l'aide d'un processus de planification intégrée qui vise à cerner la meilleure combinaison des ressources nouvelles et existantes.

Les résultats cumulatifs des programmes de gestion de la demande ont permis jusqu'à présent de réduire la demande de pointe d'environ 240 MW, ce qui représente 5 p. 100 de la charge totale de notre réseau. Sans la participation active des compagnies d'électricité à ces programmes, la demande de pointe en été et en hiver serait supérieure d'environ 600 MW en 1999.

En Nouvelle-Angleterre, on prévoit que les économies d'énergie et la gestion de la charge permettront considérablement de répondre aux besoins énergétiques de la région au cours des deux prochaines décennies. En effet, l'évaluation préliminaire effectuée par la New England Power Pool révèle que les mesures d'économie d'énergie et de gestion de la charge permettront de récupérer, pour les six États, environ 2 700 MW d'électricité pour répondre aux besoins énergétiques de la région d'ici l'an 2000.

Contrairement à beaucoup de compagnies d'électricité régionales qui auront besoin de plus d'énergie au cours des prochaines années, les compagnies d'électricité du Nord-Est entameront les années 1990 avec des ressources suffisantes pour au moins les dix prochaines années (figure 1). C'est environ vers l'an 2002 que la situation se corsera. Nos centrales sont en mesure de produire 6 500 MW à l'heure actuelle et nous pouvons acheter 600 MW de centrales reconnues, pour une capacité totale de 7 100 MW. L'énergie nette disponible, indiquée à la figure 1, reflète les ventes d'énergie à court terme qui s'élèvent à environ 1 000 MW pour 1990. On prévoit que la gestion de la demande réduira notre taux de croissance de la charge de 30 p. 100 au cours des dix prochaines années.

Pourquoi la gestion de la demande nous inspire-t-elle tant confiance?

Les compagnies d'électricité du Nord-Est ont plus de dix ans d'expérience en gestion de la demande. Nous avons mené des enquêtes approfondies et des recherches considérables sur la charge afin de mieux comprendre le scénario de consommation d'énergie par nos clients et les utilisations finales de l'électricité, tant au point de vue quantitatif qu'économique. En outre, nous avons mené des travaux de recherche et de développement dans le domaine des technologies d'utilisation finale. Ces travaux nous ont permis de recueillir des renseignements sur le produit et les marchés qui ont été à l'origine de l'élaboration et de la mise en vigueur des programmes d'économie d'énergie et de gestion de la charge.

La mise en vigueur des programmes de gestion de la demande nous ont permis de cerner beaucoup d'obstacles du marché qui ont été remarqués non seulement par les compagnies d'électricité du Nord-Est mais également par d'autres compagnies qui tentaient de mettre en vigueur des programmes similaires.

Au cours de deux dernières années, nous avons étendu nos programmes d'économie d'énergie grâce à une collaboration au Connecticut et au Massachusetts, États dans lesquels les compagnies d'électricité du Nord-Est assurent un service. Cette collaboration a permis de réunir un certain nombre d'experts en vue d'élaborer des programmes permettant de lever les obstacles du marché.

Certains de ces obstacles étaient les suivants :

1. Les clients à faible revenu du secteur résidentiel ne pouvaient consacrer leur argent qu'aux choses essentielles à la vie et ils participaient rarement aux programmes visant à économiser l'énergie.

2. D'autres clients du secteur résidentiel ne croyaient pas à cette solution, n'étaient pas attirés par les faibles économies d'énergie ou ne voulaient pas se donner la peine de prendre les mesures nécessaires.

3. Certains clients des secteurs commercial et industriel qui étaient prêts à y réfléchir, s'opposaient aux changements soit parce qu'ils n'avaient pas suffisamment de capital, soit parce qu'ils croyaient que leur investissement n'était pas rentable. D'aucuns étaient peu disposés à faire appel à des entrepreneurs relativement peu connus pour modifier leurs installations et ne voyaient pas d'un bon oeil toute perturbation de leurs activités.

Pour les clients du secteur résidentiel, nous avons amélioré notre programme de vérification du rendement énergétique par une installation gratuite, pour les clients à faible revenu, de dispositifs visant à économiser l'énergie, d'une valeur de 25 $. Nous avons accordé des prêts sans intérêt pour l'installation d'appareils rentables visant à économiser l'énergie dans les bâtiments publics et de logements chauffés à l'électricité. Pour les nouvelles maisons, nous absorberons 50 p. 100 du coût total de toute mesure améliorant le rendement énergétique d'un bâtiment au-delà des normes énoncées dans le code du bâtiment de l'État.

Pour les fermiers, espèces menacées d'extinction au Connecticut et au Massachusetts, nous avons lancé une vérification du rendement énergétique et mis en vigueur des encouragements financiers en vue de promouvoir l'installation d'appareils ayant un bon rendement énergétique au système de traitement et aux installations et entreprises agricoles.

Pour les hôpitaux, nous avons mis en vigueur un plan de financement sans intérêt à partir de fonds renouvelables en vue d'apporter des améliorations susceptibles d'économiser l'énergie.

Nous avons également mis en oeuvre des programmes qui visent les écoles et les bâtiments publics.

Comme vous l'avez sans doute remarqué, nous avons subdivisé le marché. Nous avons découvert que pour convaincre la clientèle qu'il est important d'économiser l'énergie, il faut subdiviser le marché car les différents groupes de clients ont chacun des besoins particuliers.

Pour les clients des secteurs commercial et industriel, nous avons amélioré notre programme de rénovation ainsi que celui qui vise les nouveaux bâtiments. Le programme de rénovation prévoit un crédit pour la vérification du rendement énergétique ainsi qu'un certain nombre d'encouragements à des mesures favorisant un bon rendement énergétique.

Un programme qui s'est révélé très fructueux, le programme de remboursement des frais d'installation des nouveaux appareils d'éclairage, qui donne l'occasion d'améliorer l'éclairage. Le programme aide les clients qui installent des systèmes d'éclairage ayant un bon rendement énergétique en remboursant sur une période de trois ans les sommes qu'ils ont engagées pour l'installation de ces appareils. Nos études de marché révèlent qu'un remboursement échelonné sur une période de trois ans représente une mesure d'encouragement suffisante pour que les clients des secteurs commercial et industriel adoptent ces mesures, à condition que tous les autres obstacles aient été levés.

Ces autres obstacles se rattachent à l'incompréhension des clients au sujet de la technologie d'utilisation finale et rentable et de leur confiance insuffisante en les entreprises d'énergie avec lesquelles ils n'ont jamais eu affaire. En conséquence, ils se tournent vers les compagnies d'électricité.

Le nouveau programme des bâtiments commerciaux rembourse au départ 100 p. 100 des coûts supplémentaires d'installation d'appareils ayant un rendement énergétique supérieur à celui que précise le code du bâtiment.

Nous espérons que nos nouveaux programmes de construction provoqueront des changements permanents à la conception des bâtiments résidentiels et commerciaux, d'abord par une acceptation générale des mesures de rendement énergétique par les architectes et les constructeurs et, ensuite, par des changements officiels aux codes des bâtiments des États.

Enfin, nous visons essentiellement les processus industriels en plus d'améliorer les installations de nos clients industriels. Les occasions d'application de nouveaux processus industriels, bien qu'elles soient hautement spécialisées et pas aussi importantes que l'ensemble du programme des entreprises, comportent un double avantage. Ces programmes qui visent à économiser l'énergie non seulement réduisent les coûts d'exploitation, mais encore ils améliorent la productivité des installations. Les programmes haussent la compétitivité des industries locales.

Il est indubitable que l'éclairage présente les plus grandes possibilités d'amélioration du rendement énergétique en raison de son rôle important au sein du secteur commercial. L'amélioration du rendement thermique des nouvelles maisons qui sont chauffées à l'électricité présente les plus grandes possibilités.

Le budget de gestion de la demande des compagnies d'électricité du Nord-Est reflète l'extension du programme visant à économiser l'énergie au cours des deux dernières années. En 1980, nous dépensions annuellement environ 7 millions de dollars. Cette

année, notre budget s'élève à plus de 30 millions de dollars. On prévoit que notre budget annuel augmentera au cours des prochaines années et que notre budget d'une décennie s'élèvera à plus de 500 millions de dollars.

Et que dire de la rentabilité de nos programmes qui visent à économiser l'énergie? Les coûts moyens des programmes (figure 2) varient de 2 à 9 cents le kWh. Ces valeurs sont beaucoup plus élevées que celles qui avaient été signalées il y a quelques années par certains partisans des mesures d'économie d'énergie. Cet écart est attribuable à plusieurs facteurs.

Premièrement, le coût des mesures d'économie d'énergie publié antérieurement n'était que le reflet du coût technologique, c'est-à-dire le coût des mesures. Cependant, pour encourager le client à adopter ces mesures, des analyses de marché considérables et une campagne de vente doivent être entreprises. Chaque programme doit comporter son propre plan de commercialisation et son rendement doit être évalué. Le mécanisme d'évaluation du programme comporte, entre autres, une estimation de l'efficacité de la campagne de vente et de l'ampleur des économies d'énergie.

Pour les programmes de gestion de la charge et d'économie d'énergie des compagnies d'électricité du Nord-Est, le coût du mécanisme d'évaluation s'élève à 19 millions de dollars sur une période de cinq ans.

La figure reflète également ce que nous appelons les valeurs des ressources totales, lesquelles englobent la contribution du client aux mesures d'économie d'énergie. Ces indices procurent une vue d'ensemble améliorée du coût social des mesures qui visent à économiser l'énergie.

Au cours de la période durant laquelle nous mettrons en vigueur ces programmes d'économie d'énergie, on prévoit que les possibilités d'approvisionnement coûteront de 10 à 11 cents du kWh en moyenne. Je ne serai certes pas le premier à vous mettre en garde de comparer le coût moyen de l'énergie lié à la demande et les possibilités d'approvisionnement. Les types de charge pour l'approvisionnement des mesures d'économie d'énergie diffèrent des types d'approvisionnement. En conséquence, la comparaison ne permet que de faire une distinction et ne peut servir de critère de sélection. Il faudrait tenir compte des écarts entre la charge et l'approvisionnement. C'est ce que effectue l'analyse des besoins financiers du système.

Ces programmes de gestion de la demande sont très comparables aux possibilités associées à l'approvisionnement lorsque l'on tient compte de leurs particularités financières. Le programme lié à l'éclairage reflète des économies cumulatives sur une période de six ans (figure 3), le programme résidentiel sur une période de

dix ans (figure 4) et le programme consacré aux exploitations agricoles sur une période de seize ans (figure 5). Au cours de notre période de planification qui s'étend sur 20 ans, les programmes de gestion de la charge et d'économie d'énergie des compagnies d'électricité du Nord-Est permettront de réduire les besoins financiers cumulatifs des compagnies d'environ 600 millions de dollars (figures 3 à 6; en dollars d'aujourd'hui).

La comparaison des revenus ne met pas en lumière toute la réalité. La comparaison représente un instrument précis lorsqu'il s'agit de comparer deux possibilités d'approvisionnement car les ventes ou le facteur énergétique sont les mêmes. Cependant, les mesures qui visent à économiser l'énergie contribuent à réduire les ventes. En conséquence, la comparaison des revenus n'est pas suffisante.

Il convient d'étudier les tarifs fixés aux clients (cents du kWh) et les répercussions de la facturation. Pour l'ensemble de nos programmes, les hausses tarifaires annuelles s'élèvent de 2 à presque 6 p. 100 au cours des cinq premières années. Durant la période d'étude de 20 ans, les tarifs augmenteront de 2,9 p. 100 alors que les factures chuteront de 2,3 p. 100 en moyenne lorsque tous les clients participeront aux programmes. Les clients qui ne participent pas aux programmes connaîtront une augmentation des tarifs de 1 à 3 p. 100 selon la répartition des coûts aux différentes catégories tarifaires. Voilà pourquoi nous tentons d'encourager tous les clients à participer à nos programmes. Il importe de reconnaître que les répercussions de nos tarifs sont positives car nous détenons une capacité excédentaire au cours des dix premières années de la période de 20 ans à l'étude. Lorsqu'une compagnie possède une capacité insuffisante et qu'elle achète de l'énergie, les répercussions tarifaires pourraient être nulles ou négatives selon le coût supplémentaire de l'énergie achetée par rapport aux coûts supplémentaires du programme de gestion de la demande.

Notre expérience a été très enrichissante. Les programmes que nous avons mis en vigueur (de nature diverse et conçus pour s'appliquer à des catégories particulières du marché) ont été bien reçus et ont grandement contribué à améliorer l'image de notre compagnie auprès des clients. Les programmes qui visent à économiser l'énergie ont été également avantageux car ils permettent à une compagnie de mieux se faire connaître de ses clients, de mieux comprendre leurs besoins et de les satisfaire. La valeur de la compagnie d'électricité s'en trouve grandie. En outre, pour les clients vulnérables qui ont accès à d'autres sources d'énergie que l'électricité, nous nous sommes entendus avec eux pour reporter d'au moins trois ans toute réduction du service lorsqu'ils acceptent de participer à un programme d'économie d'énergie. L'emploi accru de mesures de gestion de la charge et d'économie d'énergie rend, par conséquent, nos services

encore plus compétitifs comparativement à d'autres meilleures sources d'énergie.

On a grandement participé à notre nouveau programme de construction de bâtiments commerciaux et industriels. En fait, au cours de la première année d'existence du programme, les règles en vigueur ont été appliquées à 25 p. 100 de la nouvelle superficie construite. Pour bien faire accepter le programme, il faut rencontrer à de nombreuses reprises l'équipe de conception du projet c'est-à-dire les promoteurs, les architectes et les ingénieurs. Nous avons appris avec grand plaisir que nous avons été en mesure d'améliorer de 15 p. 100 en moyenne le rendement énergétique des bâtiments qui ont adopté les règles du programme, comparativement aux pratiques actuelles de conception et de construction. Dans le cadre de notre programme de rénovation des bâtiments commerciaux et industriels érigés, nous avons été en mesure d'améliorer le rendement énergétique de 10 p. 100 en moyenne.

Nous avons appris que toute campagne fructueuse de commercialisation des mesures de gestion de la charge et d'économie d'énergie doit faire appel à la fois à un programme bien conçu et bien compris, à une équipe de mise en vigueur enthousiaste et très motivée et à des encouragements financiers suffisants pour que le programme soit rentable en deux ou trois ans. Nous avons découvert que certains marchés doivent faire l'objet d'une forte promotion de vente et de publicité. Lorsque des réunions sont prévues avec d'éventuels clients importants, les membres de l'équipe doivent être aussi compétents du point de vue professionnel que ceux qu'ils essaient de convaincre. Enfin, nous avons découvert que les clients continuent de se fier à nos connaissances et à notre appui pour la mise en vigueur d'un important programme visant à économiser l'énergie.

Je crois que les avantages qui découlent de la planification de la demande que j'ai signalés pour les compagnies d'électricité américaines s'appliquent aux sociétés d'État. Enfin, beaucoup de pays, dont la Suède, l'Allemagne, l'Australie, la Thaïlande et la Jamaïque, nous rendent visite dans le but de prendre connaissance de l'expérience de la Nouvelle-Angleterre. Ces pays font également face à une demande croissante et à une réduction de l'approvisionnement. Je crois que les leçons tirées en Nouvelle-Angleterre peuvent être appliquées à l'échelle planétaire.

Les compagnies d'électricité du Nord-Est et, j'en suis sûr, d'autres compagnies ont à faire face aux importants problèmes suivants que posent les programmes de gestion de la demande :

1. la mesure des programmes; et

2. la nature des encouragements nécessaires pour que les clients adoptent les mesures d'économie d'énergie.

Nous croyons que la mesure de nos programmes devrait être fonction de la capacité actuelle des compagnies d'électricité. Puisque les compagnies d'électricité du Nord-Est jouissent à l'heure actuelle d'une capacité excédentaire, nous devrions alors concevoir nos programmes d'économie d'énergie de façon à en tirer profit au maximum au cours des prochaines années, juste avant d'avoir besoin d'une capacité supplémentaire.

D'autre part, certaines compagnies d'électricité achètent de l'énergie pour répondre à leurs besoins. Pour ces compagnies, la mesure des programmes d'économie d'énergie devrait être fonction du marché et elle devrait prévoir des encouragements aux clients qui seraient proportionnels aux coûts évités.

Lorsqu'une compagnie d'électricité débourse trop de fonds et trop tôt sous forme d'encouragements aux clients, les tarifs ont tendance à grimper à court terme et la rentabilité des programmes d'économie d'énergie baisse. La hausse subséquente des tarifs pourrait favoriser les sources d'énergie de rechange.

Comme vous avez sûrement conclu à partir de mes commentaires, les mesures visant à économiser l'énergie et la gestion de la charge constituent une possibilité extrêmement importante de planification de l'énergie pour les compagnies d'électricité du Nord-Est au cours des années 1990, et nous prévoyons qu'elle le sera également pour d'autres compagnies. Quel que soit ce que nous réserve cette nouvelle décennie, nous pouvons être certains que les combustibles et les centrales électriques deviendront plus incertains, plus rares et plus précieux, et que la dure réalité de mesures plus sévères de lutte contre les émissions dominera. Toute compagnie d'électricité qui n'accordera pas la priorité à la gestion de la charge et aux mesures d'économie d'énergie au cours des prochaines années le regrettera d'ici l'an 2000.

FIGURE 1

PLAN ÉNERGÉTIQUE DES COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ DU NORD-EST
POUR UNE PÉRIODE DE 20 ANS

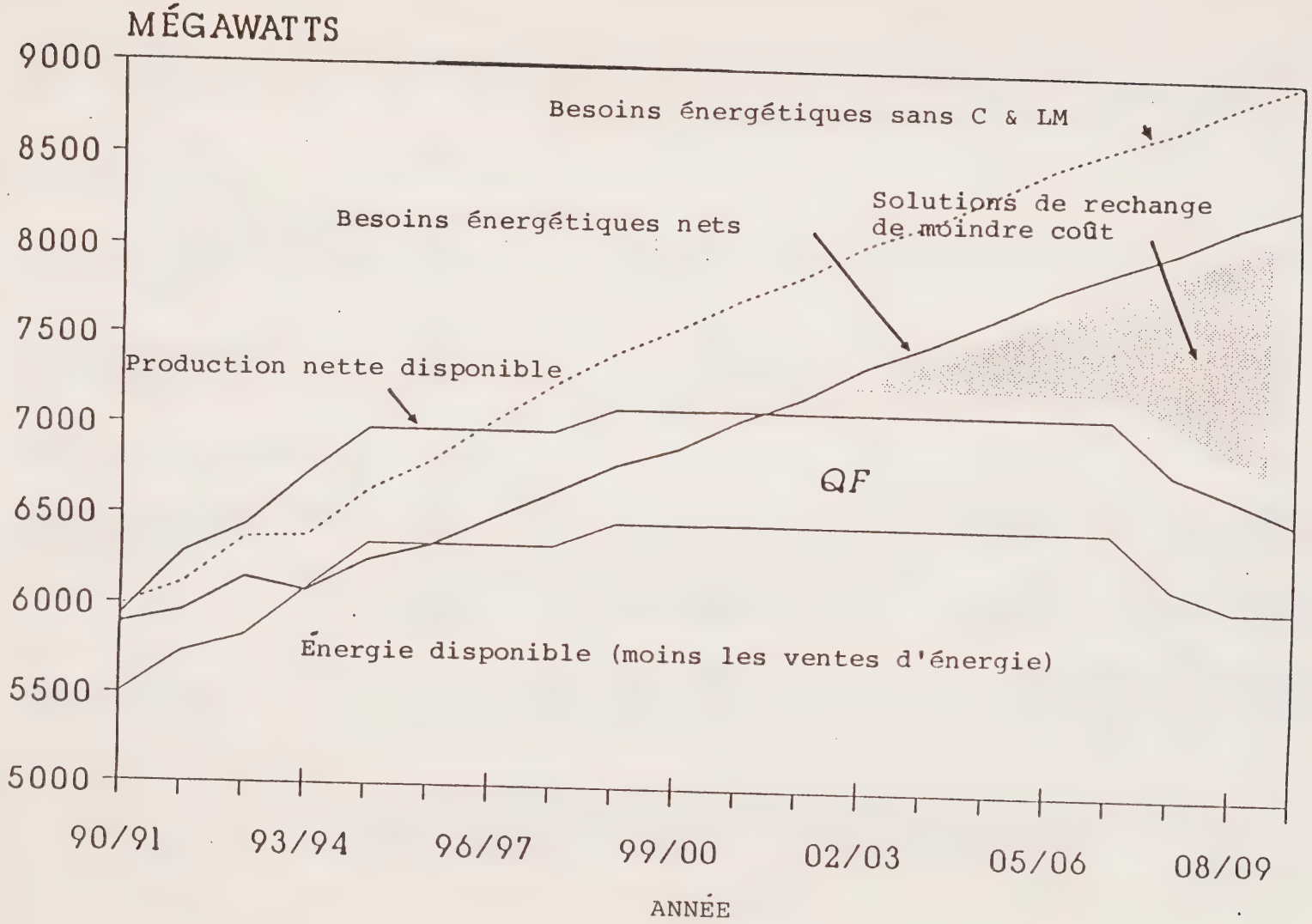


FIGURE 2

Évaluation économique de la gestion de la demande

PROGRAMME	BESOINS NETS EN RECETTES		RESSOURCES TOTALES	
	CCE	AVANTAGES/COÛTS	CCE	AVANTAGES/COÛTS
RÉNOVATION - SECTEUR RÉSIDENTIEL	5.4	2.2	5.4	2.2
NOUVELLES MAISONS	6.4	1.7	9.0	1.2
ÉCLAIRAGE - REMBOURSEMENT	2.9	3.4	2.6	3.8
RÉNOVATION - SECTEUR COMMERCIAL	3.1	3.6	5.4	2.1
CONSTRUCTION COMMERCIALE	3.5	3.1	4.7	2.3
EXPLOITATIONS AGRICOLES	9.3	1.2	13.8	0.8
AMÉLIORATION INDUSTRIELLE	2.0	4.2	3.0	3.5

*COÛTS DE L'ÉNERGIE ÉCONOMISÉE

FIGURE 3

ÉCLAIRAGE - REMBOURSEMENT

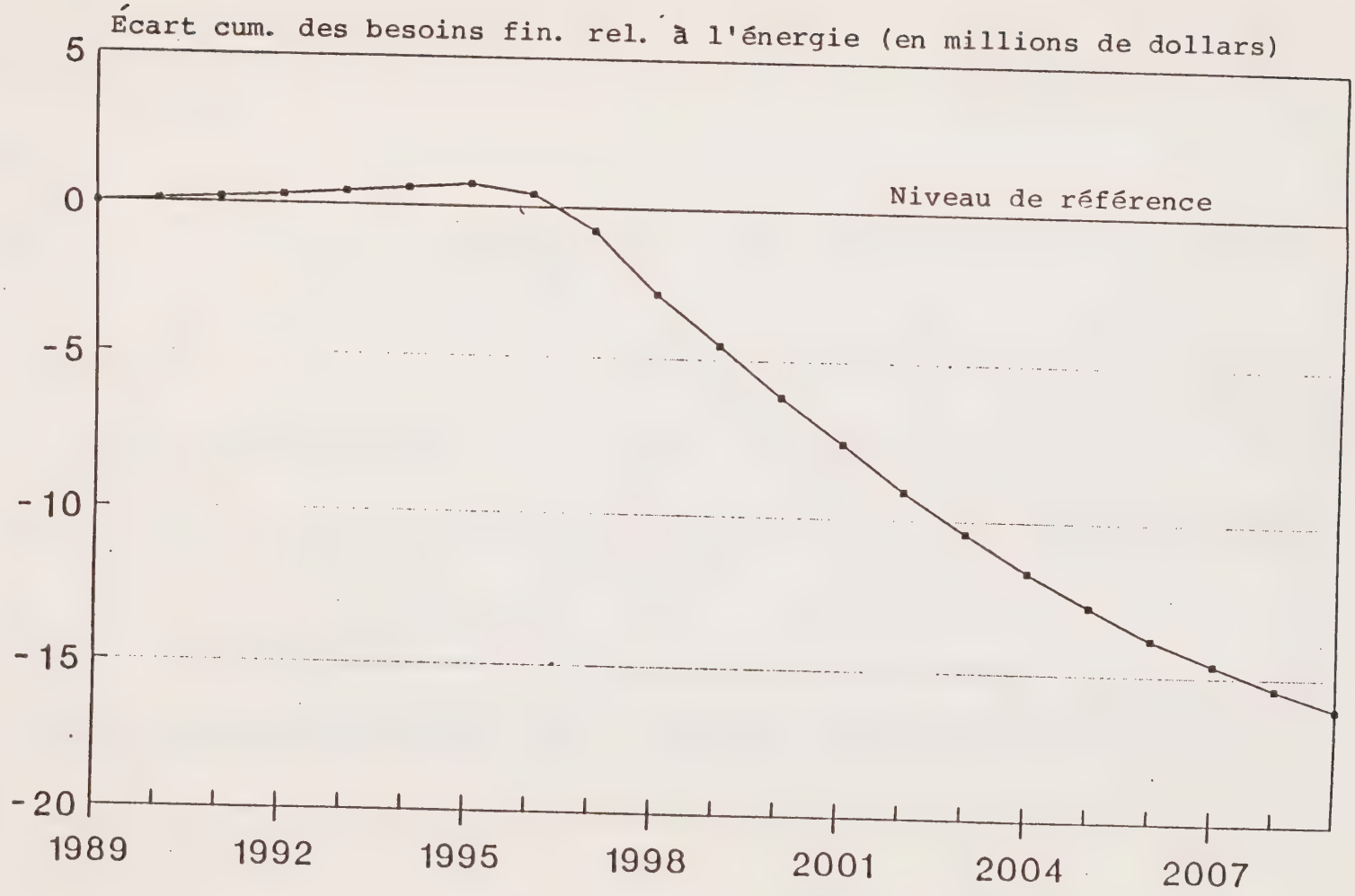


FIGURE 4

PROGRAMME DE RENOVATION RÉSIDENTIELLE

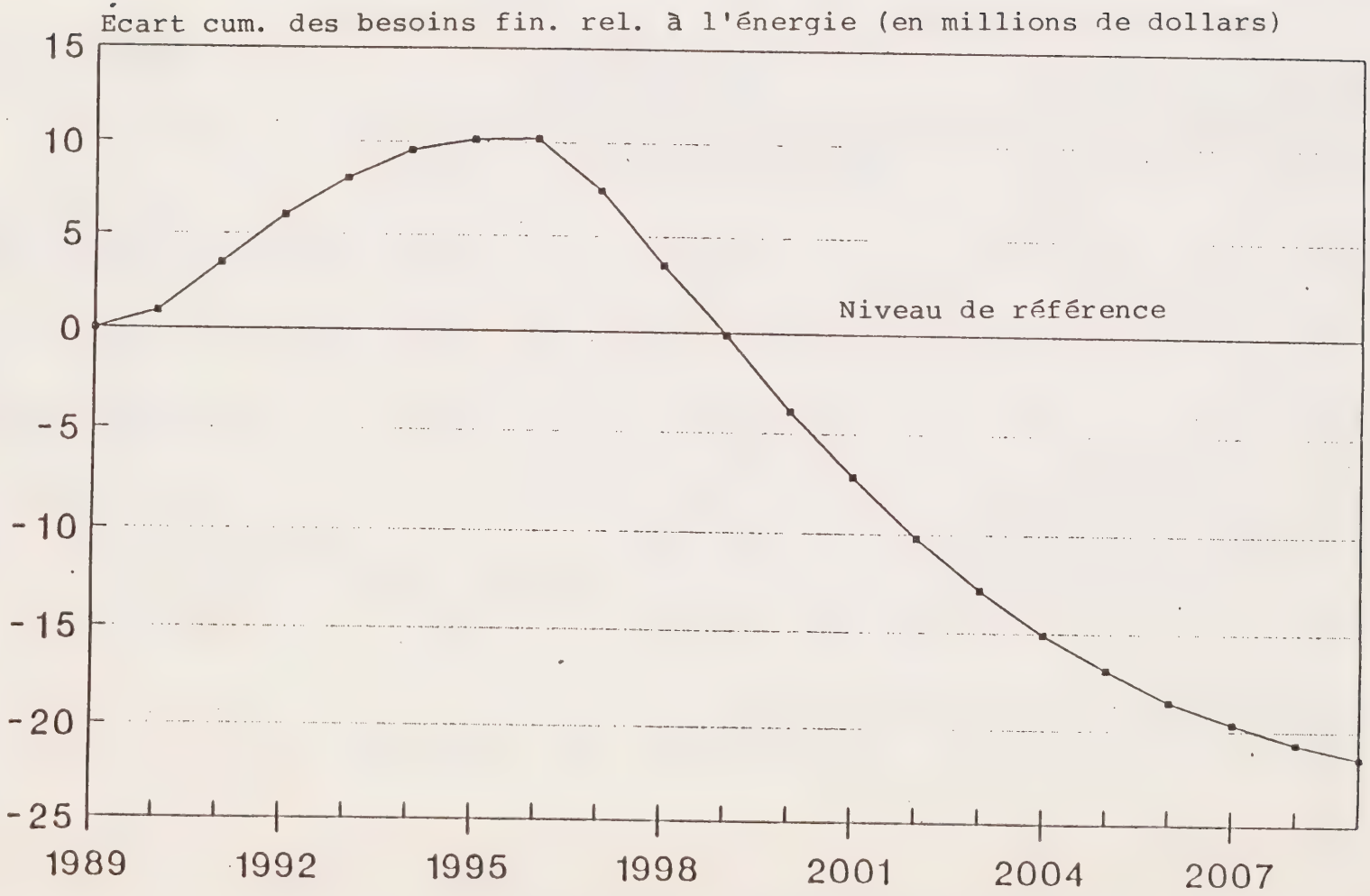


FIGURE 5

EXPLOITATIONS AGRICOLES

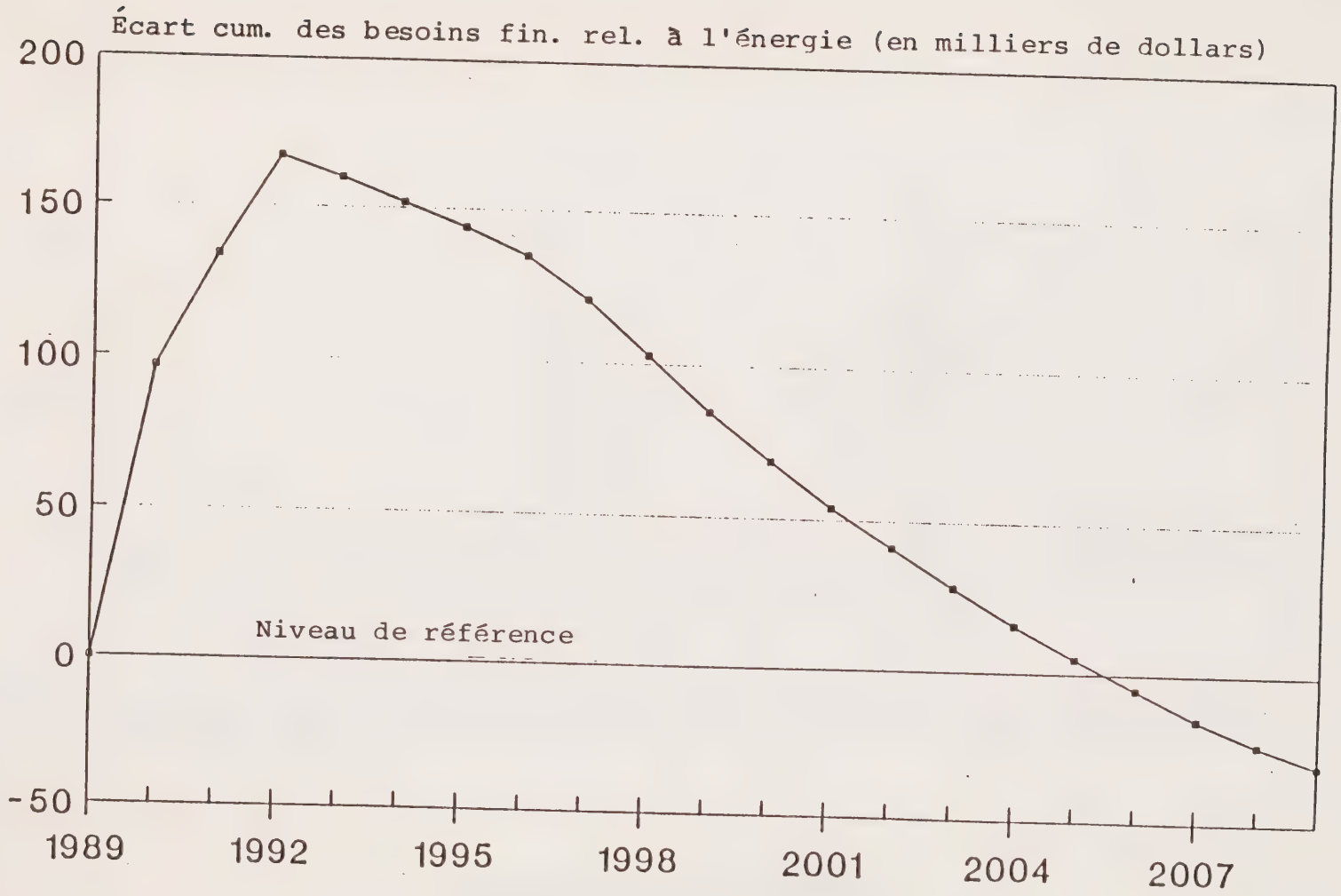
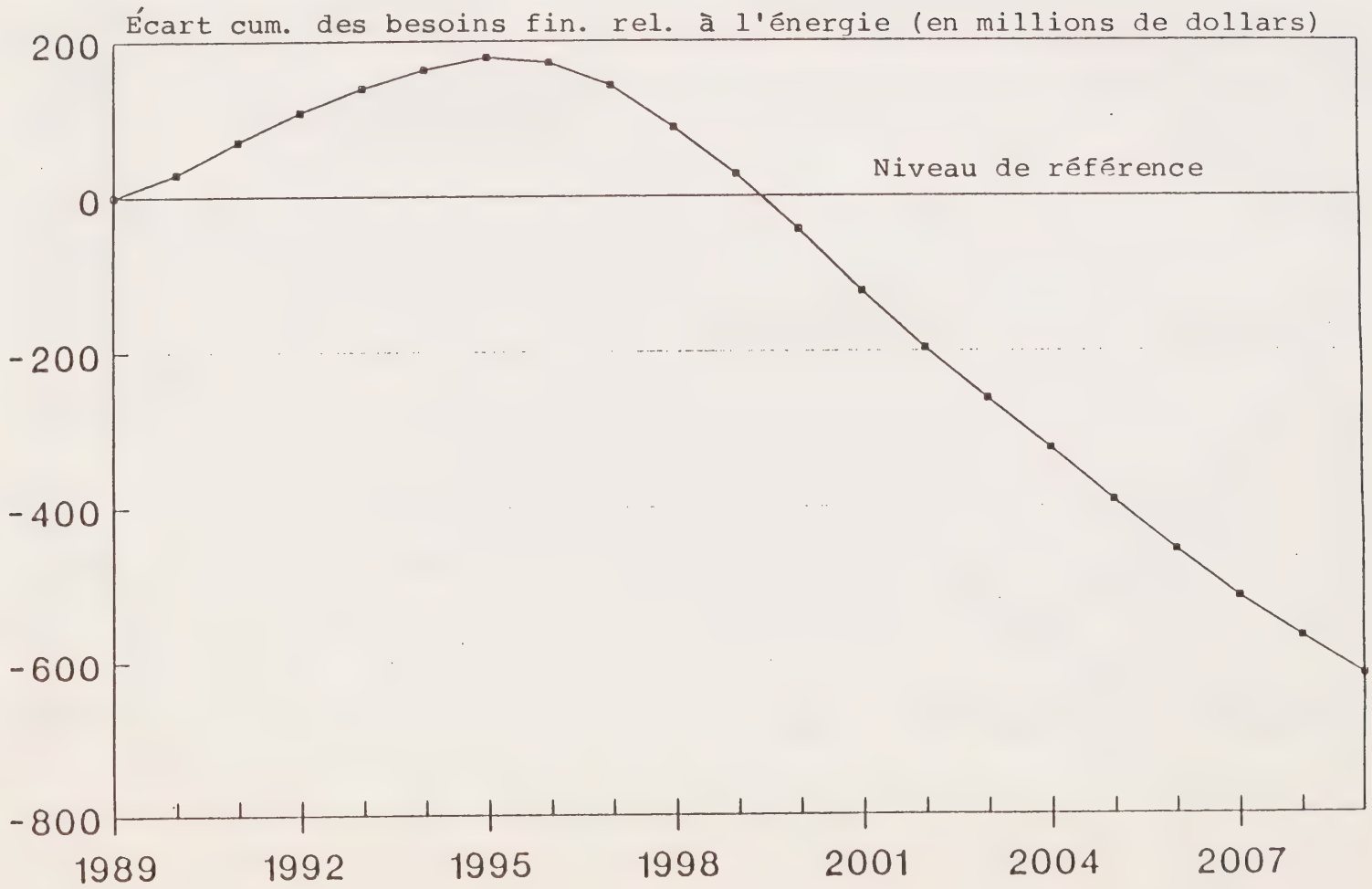


FIGURE 6

PLAN DE RÉFÉRENCE DU RÉSEAU DES COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ DU NORD-EST



DOCUMENT: 860-256/010

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Opening Remarks
by
The Honourable John M. Buchanan

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

OPENING REMARKS

I WOULD LIKE TO WELCOME YOU ALL TODAY TO THE 9TH NICE ENERGY ROUNDTABLE. AS YOU MAY BE AWARE, NICE OR THE NORTHEAST INTERNATIONAL COMMITTEE ON ENERGY, WAS ESTABLISHED IN 1978 UNDER THE AUSPICES OF THE NEW ENGLAND GOVERNORS AND THE EASTERN CANADIAN PREMIERS. THE COMMITTEE, COMPRISED OF SENIOR ENERGY OFFICIALS FROM THE ELEVEN JURISDICTIONS, IS CHARGED WITH UNDERTAKING JOINT ACTIONS ON ENERGY ISSUES OF MUTUAL CONCERN, AND IS INSTRUMENTAL IN ENSURING A FREE FLOW OF INFORMATION ON ENERGY RELATED MATTERS.

NICE HAS SPONSORED EIGHT PREVIOUS ROUNDTABLES ON TOPICAL ISSUES, INCLUDING NATURAL GAS, PETROLEUM, ENERGY TRADE, AND ENERGY AND THE ENVIRONMENT. THESE ROUNDTABLES HAVE SUCCEEDED IN FOSTERING AN UNDERSTANDING OF THE PROBLEMS AND OPPORTUNITIES FACING ENERGY CONSUMERS AND PRODUCERS ON BOTH SIDES OF THE BORDER, AND ALLOWED US TO WORK TOWARDS SOLVING THESE PROBLEMS AND EXPLOITING THESE OPPORTUNITIES IN A MANNER WHICH BENEFITS US ALL.

I AM SURE THAT YOU WILL AGREE THAT THIS YEAR'S THEME, NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES, IS TIMELY. NORTH AMERICAN ELECTRICITY MARKETS IN GENERAL AND THOSE IN OUR NORTHEAST REGION IN PARTICULAR CONTINUE TO EVOLVE AT A RAPID PACE. THERE HAVE BEEN SEVERAL RECENT DEVELOPMENTS WHICH HAVE ALREADY IMPACTED AND WILL CONTINUE TO INFLUENCE THE ELECTRIC POWER INDUSTRY. ONE OF THESE IS THE MOVEMENT TOWARD ALTERNATIVES TO TRADITIONAL LARGE SCALE GENERATION PLANTS.

NON-UTILITY GENERATION HAS BEEN MAKING GROWING INROADS INTO THE ELECTRICITY SUPPLY INDUSTRY. IN ADDITION, DEMAND SIDE MANAGEMENT HAS INCREASINGLY BEEN RECOGNIZED AS HOLDING TREMENDOUS POTENTIAL FOR COST SAVINGS TO UTILITIES AND CONSUMERS, WHILE AT THE SAME TIME OFFERING UNDISPUTABLE ENVIRONMENTAL BENEFITS. UTILITIES HAVE BEEN WORKING CLOSELY WITH BOTH REGULATORS AND CONSUMER GROUPS TO EXPLOIT THIS POTENTIAL.

RECOGNITION OF THE IMPORTANCE OF THE ENVIRONMENT HAS BROUGHT ABOUT CHANGES IN BOTH REGULATION, AND FUEL SELECTION. FOR EXAMPLE, NATURAL GAS FIRED COGENERATION IS RAPIDLY BECOMING A SIGNIFICANT FORM OF ELECTRICITY PRODUCTION AND USE, PARTICULARLY IN THE NORTHEASTERN STATES. THE TRADITIONAL FUELS ARE BEING UTILIZED IN

A MORE ENVIRONMENTALLY SENSITIVE MANNER, AND A GREAT DEAL OF RESEARCH INTO NEW TECHNOLOGIES WHICH WILL ASSIST IN THE MITIGATION OF HARMFUL ENVIRONMENTAL IMPACTS IS UNDERWAY.

I BELIEVE THAT THE DISCUSSIONS WHICH WILL BE CARRIED OUT AT THIS ROUNDTABLE OVER THE NEXT TWO DAYS CAN PLAY AN IMPORTANT ROLE IN HELPING DECISION MAKERS AND PLANNERS IN THE NORTHEAST REGION TO DEVELOP AN ELECTRICITY STRATEGY WHICH IS OF BENEFIT TO ALL OF OUR ECONOMIES.

EASTERN CANADA AND NEW ENGLAND ARE HISTORICAL TRADING PARTNERS, PARTLY DUE TO OUR CLOSE PROXIMITY AND IN PART DUE TO OUR COMMON HERITAGE. IN 1988, FOR EXAMPLE, THE VALUE OF OUR COMBINED TRADE WITH EACH OTHER WAS $7.3 BILLION (CAN.). ENERGY IN GENERAL AND ELECTRICITY IN PARTICULAR COMPRISE A SIGNIFICANT PROPORTION OF THIS TRADE. IN 1988, THE VALUE OF ELECTRICITY EXPORTS FROM EASTERN CANADA TO THE UNITED STATES WAS $569 MILLION (CAN.). OF THIS, $412 MILLION OF TRADE WAS WITH THE NEW ENGLAND STATES. IN FACT, 50% OF TOTAL CANADIAN ELECTRICITY EXPORTS TO THE UNITED STATES IS TRADED BETWEEN EASTERN CANADA AND NEW ENGLAND. AND THIS VOLUME OF ELECTRICITY TRADE IS FORECAST TO INCREASE OVER THE NEXT DECADE.

WITHIN OUR SEPARATE REGIONS, ELECTRICITY TRADE IS STRONG, AS WELL. FOR EXAMPLE, 70% OF THE TOTAL CANADIAN INTERPROVINCIAL TRADE IN ELECTRICITY OCCURS WITHIN THE FIVE PROVINCES IN EASTERN CANADA. ELECTRICITY EXCHANGES ARE ALSO VERY IMPORTANT WITHIN THE NEW ENGLAND REGION WHERE THE NEW ENGLAND POWER POOL, (NEPOOL), WHICH REPRESENTS UTILITIES ACCOUNTING FOR 99.5% OF PRODUCTION IN THE REGION, CO-ORDINATES AND DIRECTS THE OPERATIONS OF GENERATION AND TRANSMISSION FACILITIES TO ASSURE MAXIMUM RELIABILITY AND ECONOMY.

BECAUSE OF THE IMPORTANCE OF ELECTRICITY TRADE WITHIN THE REGION, IT IS OBVIOUS THAT OUR ELECTRICITY FUTURES ARE INTER-RELATED, AND THAT WHAT HAPPENS IN ANY ONE JURISDICTION IN THE NORTHEAST WILL BE SIGNIFICANT TO THE REMAINDER OF THE REGION. I KNOW THAT WE CAN ALL LEARN FROM EACH OTHER HERE TODAY.

I WOULD LIKE TO CONGRATULATE THE ORGANIZERS OF THIS CONFERENCE FOR THE EXCELLENT JOB THEY HAVE DONE IN PUTTING TOGETHER AN AGENDA WHICH SO EFFECTIVELY ADDRESSES ALL OF THE IMPORTANT ISSUES, AND A SLATE OF SUCH WELL QUALIFIED SPEAKERS.

IN SESSION 1, WHICH WILL SET THE STAGE FOR SUBSEQUENT SESSIONS, TWO SPEAKERS WILL BE PROVIDING THEIR VIEWS ON THE OUTLOOK FOR ELECTRICITY USE AND SUPPLY TRENDS.

IN SESSION 2, WE WILL FIRST HEAR FROM SPEAKERS WHO WILL DISCUSS INDEPENDENT POWER PRODUCTION AND DEMAND SIDE MANAGEMENT, TWO VERY IMPORTANT SUPPLEMENTS TO TRADITIONAL LARGE SCALE BASE LOAD GENERATING PLANTS. I AM SURE THAT AN INFORMATIVE PANEL DISCUSSION WILL TAKE PLACE DURING THIS SESSION, AS THESE ALTERNATIVES ARE EXPLORED IN MORE DETAIL. I KNOW THAT WE WILL ALL BE INTERESTED TO HEAR ABOUT WHAT HAS GONE ON TO DATE IN THE OTHER JURISDICTIONS AND LESSONS LEARNED FROM THEIR EXPERIENCES.

SESSION 3 PROMISES TO BE A LIVELY ONE, AS 5 PANELISTS REPRESENTING INTERESTS FROM ALL SIDES OF THE ISSUE, DEBATE THE ENVIRONMENTAL CONSEQUENCES OF MEETING EXPANDING POWER GENERATION NEEDS, AND DELVE MORE DEEPLY INTO THE QUESTIONS WE ARE ALL ASKING, SUCH AS WHO SHOULD PAY FOR ENVIRONMENTAL MITIGATION? HOW SHOULD ENVIRONMENTAL EFFECTS BE ACCOUNTED FOR IN COST/BENEFIT ANALYSIS? AND HOW DOES ENVIRONMENTAL QUALITY IMPACT ON ECONOMIC DEVELOPMENT OPPORTUNITIES?

WE WILL HEAR PRESENTATIONS ON ISSUES ASSOCIATED WITH REGIONAL ELECTRICITY TRADE IN SESSION 4. I AM LOOKING FORWARD TO HEARING ABOUT THE THOUGHTS OF OUR FRIENDS ON THE OTHER SIDE OF THE BORDER REGARDING THEIR VIEW OF CANADIAN ELECTRICITY IMPORTS, AND FROM OUR REPRESENTATIVE FROM THE NATIONAL ENERGY BOARD REGARDING THE IMPACT OF FEDERAL ENERGY POLICY ON INTERPROVINCIAL AND INTERNATIONAL TRADE. OUR THIRD SPEAKER WILL DISCUSS THE ISSUE FROM THE PERSPECTIVE OF A BUYING UTILITY.

THURSDAY MORNING, IN SESSION 5, SIX PANELISTS WILL DISCUSS THE ROLE OF ELECTRICITY REGULATION. SINCE OUR PANELISTS COME FROM VARIOUS LEVELS OF GOVERNMENT ON BOTH SIDES OF THE BORDER, FROM THE INDUSTRY, AND FROM THE CONSUMING SECTOR, I AM SURE THAT A WIDE RANGE OF OPINIONS AND IDEAS WILL BE BROUGHT FORWARD DURING THIS SESSION.

ALL IN ALL, I AM SURE THAT THE NEXT TWO DAYS WILL PROVE TO BE STIMULATING AND EXCITING. I AM VERY PLEASED TO BE IN THE POSITION OF HOSTING THIS IMPORTANT ROUNDTABLE.

DOCUMENT : 860-256/010

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Allocution d'ouverture
de
l'honorable John M. Buchanan

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

ALLOCUTION D'OUVERTURE

J'AIMERAIS VOUS SOUHAITER AUJOURD'HUI LA BIENVENUE AU 9E COLLOQUE DU CINÉ SUR L'ÉNERGIE. COMME VOUS LE SAVEZ PROBABLEMENT, LE CINÉ, OU COMITÉ INTERNATIONAL DU NORD-EST SUR L'ÉNERGIE, A ÉTÉ CRÉÉ EN 1978 SOUS LES AUSPICES DES GOUVERNEURS DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE ET DES PREMIERS MINISTRES DE L'EST DU CANADA. COMPOSÉ DE HAUTS FONCTIONNAIRES DE L'ÉNERGIE PROVENANT DES ONZE GOUVERNEMENTS, LE COMITÉ A POUR MANDAT DE PRENDRE DES MESURES CONJOINTES EN MATIÈRE D'ÉNERGIE ET DE FAVORISER UN ÉCHANGE LIBRE DE RENSEIGNEMENTS SUR DES QUESTIONS RELATIVES À CE DOMAINE.

LE CINÉ A DÉJÀ PARRAINÉ 2HUIT COLLOQUES PORTANT SUR DES THÈMES DONT LE GAZ NATUREL, LE PÉTROLE, LE COMMERCE DE L'ÉNERGIE, L'ÉNERGIE ET L'ENVIRONNEMENT. CES COLLOQUES ONT PERMIS DE SUSCITER UNE COMPRÉHENSION DES PROBLÈMES ET DES POSSIBILITÉS QUI SE PRÉSENTENT AUX CONSOMMATEURS ET AUX PRODUCTEURS D'ÉNERGIE DE PART ET D'AUTRE DE LA FRONTIÈRE. ILS NOUS ONT PERMIS DE RÉGLER CES PROBLÈMES ET DE TIRER PROFIT DE CES POSSIBILITÉS D'UNE FAÇON PROFITABLE POUR TOUS.

JE SUIS PERSUADÉ QUE VOUS CONVIENDREZ DU CARACTÈRE OPPORTUN QUE PRÉSENTE LE THÈME DU COLLOQUE : L'ÉLECTRICITÉ DANS LE NORD-EST. LES MARCHÉS NORD-AMÉRICAINS DE L'ÉLECTRICITÉ EN GÉNÉRAL, ET CEUX DU NORD-EST EN PARTICULIER, CONTINUENT D'ÉVOLUER RAPIDEMENT. PLUSIEURS FAITS NOUVEAUX ONT DÉJÀ EU DES RÉPERCUSSIONS ET CONTINUERONT D'INFLUENCER LE SECTEUR DE LA PRODUCTION

D'ÉLECTRICITÉ. L'ADOPTION PROGRESSIVE DE SOLUTIONS DE RECHANGE PLUTÔT QUE L'EXPLOITATION D'IMPORTANTES CENTRALES ÉLECTRIQUES EST L'UN DE CES FAITS.

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR DES SOURCES AUTRES QUE LES COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ RÉDUIT DE PLUS EN PLUS LA PRODUCTION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ. EN OUTRE, ON RECONNAÎT DE PLUS EN PLUS QUE LA GESTION DE LA DEMANDE PRÉSENTE DES POSSIBILITÉS ÉNORMES D'ÉCONOMIE POUR LES COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONSOMMATEURS, TOUT EN PRÉSENTANT DES AVANTAGES INDISCUTABLES DU POINT DE VUE DE L'ENVIRONNEMENT. LES COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ TRAVAILLENT EN ÉTROITE COLLABORATION AVEC LES INSTANCES DE RÉGLEMENTATION ET LES GROUPES DE CONSOMMATEURS EN VUE DE TIRER PROFIT DE CES POSSIBILITÉS.

L'IMPORTANCE RECONNUE DE L'ENVIRONNEMENT A ENTRAÎNÉ DES BOULEVERSEMENTS AU NIVEAU DE LA RÉGLEMENTATION ET DU CHOIX DES COMBUSTIBLES. PAR EXEMPLE, LA PRODUCTION COMBINÉE D'ÉLECTRICITÉ À L'AIDE DU GAZ NATUREL DEVIENT RAPIDEMENT UN MOYEN IMPORTANT DE PRODUCTION ET DE CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ, EN PARTICULIER DANS LE NORD-EST DES ÉTATS-UNIS. ON UTILISE LES COMBUSTIBLES TRADITIONNELS EN TENANT DAVANTAGE COMPTE DES CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES ET ON CHERCHE BEAUCOUP À METTRE AU POINT DE NOUVELLES TECHNOLOGIES QUI PERMETTRONT D'ATTÉNUER LES RÉPERCUSSIONS ENVIRONNEMENTALES NÉGATIVES.

JE SUIS PERSUADÉ QUE LES DISCUSSIONS QUI SE TIENDRONT AU COURS DES DEUX PROCHAINS JOURS AIDERONT CONSIDÉRABLEMENT LES DÉCIDEURS ET LES RESPONSABLES DE LA PLANIFICATION DU NORD-EST DE L'AMÉRIQUE DU NORD À ÉLABORER UNE STRATÉGIE EN MATIÈRE D'ÉLECTRICITÉ QUI PROFITERA À TOUS.

L'EST DU CANADA ET LA NOUVELLE-ANGLETERRE SONT DES PARTENAIRES COMMERCIAUX DEPUIS LONGTEMPS, EN RAISON EN PARTIE À LEUR PROXIMITÉ ET EN PARTIE À LEUR PATRIMOINE COMMUN. EN 1988, PAR EXEMPLE, LES ÉCHANGES COMMERCIAUX SE SONT ÉLEVÉS À 7,3 MILLIARDS DE DOLLARS CANADIENS. L'ÉNERGIE, ET SURTOUT L'ÉLECTRICITÉ, REPRÉSENTE UNE PART CONSIDÉRABLE DE CE COMMERCE. EN 1988, LES EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ DE L'EST DU CANADA VERS LES ÉTATS-UNIS ONT ATTEINT 569 MILLIONS DE DOLLARS CANADIENS DONT 412 MILLIONS POUR LA NOUVELLE-ANGLETERRE. ENFIN, 50 P. 100 DES EXPORTATIONS CANADIENNES TOTALES D'ÉLECTRICITÉ VERS LES ÉTATS-UNIS SE FONT ENTRE L'EST DU CANADA ET LA NOUVELLE-ANGLETERRE. ON PRÉVOIT QUE CE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ AUGMENTERA AU COURS DE LA PROCHAINE DÉCENNIE.

LE COMMERCE DE L'ÉNERGIE EST ÉGALEMENT IMPORTANT AU SEIN DE NOS DIFFÉRENTES RÉGIONS. PAR EXEMPLE, 70 P. 100 DU COMMERCE INTERPROVINCIAL TOTAL DE L'ÉLECTRICITÉ S'EFFECTUE ENTRE LES CINQ PROVINCES DE L'EST DU CANADA. LES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ SONT ÉGALEMENT TRÈS IMPORTANTS EN NOUVELLE-ANGLETERRE OÙ LA NEW ENGLAND POWER POOL (NEPOOL), QUI REGROUPE DES COMPAGNIES

D'ÉLECTRICITÉ QUI PRODUISENT 99,5 P. 100 DE L'ÉLECTRICITÉ DE LA RÉGION, COORDONNE ET ORIENTE LE FONCTIONNEMENT DES CENTRALES ET DES INSTALLATIONS DE TRANSMISSION EN VUE DE GARANTIR UNE FIABILITÉ ET UNE RENTABILITÉ MAXIMALES.

EN RAISON DE L'IMPORTANCE DU COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ AU SEIN DE LA RÉGION, IL EST MANIFESTE QUE NOTRE AVENIR EN MATIÈRE D'ÉLECTRICITÉ EST INTIMEMENT LIÉ ET QUE TOUT PHÉNOMÈNE PROPRE À UNE PROVINCE OU UN ÉTAT AURA DES RÉPERCUSSIONS CONSIDÉRABLES SUR LE RESTE DE LA RÉGION. JE SUIS PERSUADÉ QUE CETTE RENCONTRE SERA PROFITABLE POUR TOUS.

J'AIMERAIS FÉLICITER LES ORGANISATEURS DU COLLOQUE DE L'EXCELLENT TRAVAIL QU'ILS ONT EFFECTUÉ ET POUR L'ORDRE DU JOUR QUI REGROUPE EFFICACEMENT TOUS LES THÈMES IMPORTANTS ET, ENFIN, POUR LA GAMME DE CONFÉRENCIERS ÉMINENTS.

AU COURS DE LA SÉANCE 1, LAQUELLE SERT D'INTRODUCTION AUX SÉANCES ULTÉRIEURES, DEUX CONFÉRENCIERS PRÉSENTERONT LEURS POINTS DE VUE SUR LES TENDANCES FUTURES DE LA CONSOMMATION ET DE L'APPROVISIONNEMENT D'ÉLECTRICITÉ.

AU COURS DE LA SÉANCE 2, DES CONFÉRENCIERS TRAITERONT DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR DES COMPAGNIES INDÉPENDANTES ET DE LA GESTION DE LA DEMANDE, DEUX THÈMES TRÈS IMPORTANTS QUI VIENNENT S'AJOUTER À CELUI DES CENTRALES ÉLECTRIQUES

TRADITIONNELLES D'ENVERGURE. JE SUIS PERSUADÉ QU'IL Y AURA UNE DISCUSSION DE GROUPE INSTRUCTIVE AU FUR ET À MESURE QUE CES SOLUTIONS DE RECHANGE SERONT EXAMINÉES DE MANIÈRE PLUS APPROFONDIES. JE SAIS QUE NOUS SERONS TOUS INTÉRESSÉS DE CONNAÎTRE CE QUI S'EST PASSÉ DANS D'AUTRES GOUVERNEMENTS ET DES LEÇONS TIRÉES DE LEUR EXPÉRIENCE.

LA TROISIÈME SÉANCE PROMET D'ÊTRE ANIMÉE CAR CINQ EXPERTS PROVENANT DE TOUS LES HORIZONS DÉBATTERONT DES RÉPERCUSSIONS ENVIRONNEMENTALES DES MESURES PRISES POUR RÉPONDRE AUX BESOINS CROISSANTS D'ÉNERGIE ET EXAMINERONT À FOND LES SUJETS POUR LESQUELS NOUS NOUS POSONS DES QUESTIONS COMME QUI DOIT PAYER POUR LES MESURES D'ATTÉNUATION DES CONSÉQUENCES SUR L'ENVIRONNEMENT? COMMENT DOIT-ON TENIR COMPTE DES RÉPERCUSSIONS ENVIRONNEMENTALES DANS LES ANALYSES COÛTS-AVANTAGES? DANS QUELLE MESURE LA QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT A-T-ELLE UNE INCIDENCE SUR LES POSSIBILITÉS DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE?

LA QUATRIÈME SÉANCE SERA CONSACRÉE À DES EXPOSÉS SUR DES THÈMES LIÉS AU COMMERCE RÉGIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ. IL ME TARDE D'ENTENDRE LE POINT DE VUE DE NOS VOISINS EN CE QUI CONCERNE LES IMPORTATIONS CANADIENNES D'ÉLECTRICITÉ ET DE NOS REPRÉSENTANTS DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE À L'ÉGARD DE L'INCIDENCE DE LA POLITIQUE FÉDÉRALE D'ÉNERGIE SUR LE COMMERCE INTERPROVINCIAL ET INTERNATIONAL. NOTRE TROISIÈME CONFÉRENCIER TRAITERA DE LA

QUESTION DANS LE CONTEXTE D'UNE COMPAGNIE D'ÉLECTRICITÉ QUI ACHÈTE.

AU COURS DE LA DERNIÈRE SÉANCE , JEUDI MATIN, SIX EXPERTS DISCUTERONT DU RÔLE DE LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉLECTRICITÉ. PUISQU'ILS PROVIENNENT DE DIVERS ORDRES DE GOUVERNEMENT DE PART ET D'AUTRE DE LA FRONTIÈRE, DES ENTREPRISES ET DU SECTEUR DE LA CONSOMMATION, JE SUIS PERSUADÉ QU'UN VASTE ÉVENTAIL DE POINTS DE VUE ET D'IDÉES SERA SOULEVÉ AU COURS DE CETTE SÉANCE.

EN SOMME, JE SUIS PERSUADÉ QUE LES DEUX PROCHAINS JOURS SE RÉVÉLERONT EXCITANTS. JE SUIS TRÈS HEUREUX D'ÊTRE L'HÔTE DE CE COLLOQUE IMPORTANT.

DOCUMENT: 860-256/011

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

The Role for Non Utility Generators and Electric Utilities in New England and Eastern Canada

Geoffrey K. Mitchell
Consultant

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

9th ENERGY ROUNDTABLE
Northeast Electricity Issues
Halifax, Nova Scotia

SESSION TWO

ALTERNATIVES TO UTILITY CAPACITY

April 25, 1990

THE ROLE FOR NON UTILITY GENERATORS AND ELECTRIC UTILITIES IN NEW ENGLAND AND EASTERN CANADA

Presented by:

Geoffrey K. Mitchell
Consultant

585 Merrimack Street
Lowell, Massachusetts 01852

The Role for Non Utility Generators and Electric Utilities in New England and Eastern Canada

INTRODUCTION

At the request of the organizers of the NICE Committee Energy Roundtable, my presentation will address several questions regarding the role of small power producers, independent power producers and electric utilities in meeting the future needs of the northeast electricity market.

The questions that I was asked to address are:

1. How should an appropriate balance between utility supply and non-utility generation be determined?

2. Can the region's electric system customers, public utility regulators and policy makers rely on NUGs to supply "all" projected incremental capacity needs?

3. Is electric system service reliability still an issue?

4. What bugs remain to be worked out to insure cooperation between all electric system suppliers?

5. How are utility bidding systems working?

While many will probably not agree with the answers I propose to give, I would hope that they will provide some added perspective into the ongoing debate in eastern Canada and New England on the future role of both utility and independent power generation, the regions electric supply sources of capacity and energy, and the reliability of future electric service.

Before attempting to answer the stated questions, an overview of the electric supply-demand forecasts for the six state-five province region is necessary. Given the border and the major differences in electric supply sources on each side, the overview is initially given in two parts.

EASTERN CANADIAN SUPPLY-DEMAND FORECAST

Figure 1 is a forecast of eastern Canada's 1990 to 2005 electric capacity supply-demand needs. This forecast is taken from the National Energy Board's 1988 report entitled "Canadian Energy-

Supply and Demand 1987-2005". For the five eastern Canadian provinces, the projected generating capacity growth of 18,000 MW is due to the 16,000 MW of utility sponsored hydro-electric additions in Quebec and Newfoundland and about 2,000 MW of fossil fuel capacity that is planned by utilities in Nova Scotia, New Brunswick, Newfoundland and Prince Edward Island.

The contribution to the NUG capacity shown on Figure 1 is primarily from the regions largest, and possibly first IPP project--Newfoundland's 5,200 MW Churchill Falls project which sells about 4,700 MW under a long term contract to Hydro Quebec. This project, initially a private energy development, was financed by a long term power sales contract with Hydro-Quebec. As you will note, the contribution to capacity from eastern Canadian NUG generation is projected to remain constant, although there is a small 30 to 50 MW contribution from new NUG plants for the region included in the forecast.

This firm capacity portrayal of the NUG contribution to the region's electric energy supply is somewhat misleading. Today approximately 2,600 Gigawatt hours of electric "energy" is produced and sold, or exchanged, with the region's utilities. This interruptible energy is mostly surplus hydroelectric power generated by the aluminum, forest products and other energy intensive industries.

From a projected capacity and peak demand perspective, the regions planned utility capacity additions provide for a surplus of generating capacity to serve total projected load, including contracted firm capacity exports. However, the size of this surplus indicates that the region will not be able to make any additional firm capacity exports to New England if a 10 to 20 percent reserve margin is to be maintained.

This fact was recently highlighted by the NEB Chairman, Roland Priddle, at a March 1990 speech in Boston to the New England Canada Business Council, where he stated:

> "As to future exports, we note that any Canadian surplus capacity that currently exists is rapidly coming to an end. Future exports thus will likely be based on long term firm power deals involving construction of new capacity."

A final thought when looking at Figure 1 is to realize that over 80 % of the eastern Canadian electric generating capacity is hydro electric. This is even more significant from an annual electric energy standpoint in that hydroelectric generation produces about 90 % of the regions total electrical energy requirements. This is in sharp contrast to the capacity and energy supply sources and options for New England, where fossil fuels do now and will continue to provide the majority of the region's electric needs.

NEW ENGLAND SUPPLY-DEMAND FORECAST

Figure 2 is based on information recently released in the NEPOOL "Forecast of Capacity, Energy, Loads and Transmission from 1990-2005", the 1990 CELT Report. As in Figure 1, this is for the New England region's forecasted generating capacity and peak loads after adjustment for existing and projected demand side management and conservation programs. However, unlike Figure 1, the supply side picture is dramatically different with New England projecting a net increase in generating capacity over the 15 year period of approximately 300 MW. This small net increase is based on a total of 1300 MW of NUG capacity additions plus 1,150 MW for Seabrook 1, but is offset by the loss of 525 MW of imported firm capacity and an overall reduction of 735 MW in utility owned fossil fueled generating capacity through plant retirements.

It should be noted that the CELT Report data provides for no significant new or grass roots utility sponsored generating plant construction after the start-up of Seabrook in 1990.

On the demand side the projected peak capacity load growth after load adjustments is 6,600 MW for the 15 year period. To meet this growth in demand, the region will need to add, on average, about 660 MW per year of new capacity between 1996 and 2005 if the electric system is to maintain a 20 % generating capacity reserve margin to insure a high standard of electric supply reliability. As is indicated, the supply cannot meet the load in 2005.

To show how the projection of this developing capacity shortfall compares with earlier forecasts, the following table shows the 1983 NEPOOL projected generating capacity surplus to the year 2000, compared with the projected generating capacity surplus for the 1990 forecast. The load used to determine the amount of surplus capacity in each forecast does not include a reserve margin.

TWO NEPOOL FORECASTS OF SURPLUS GENERATING CAPACITY

	1990	1995	2000
1983 Forecast (MW)	7,023	4,473	2,384
1990 Forecast (MW)	5,293	4,498	1,497

This comparison indicates the need for new capacity after 1995 is greater now than what it was perceived to be in 1983. If the new forecast proves correct, as I suspect it will, we do not have the time we had in 1983 to recognize the problem and take the necessary

remedial action.

To put this projected capacity need in yet another supply side perspective, it would require the siting, permitting, construction and completion of 6 Seabrooks, 7 to 12 coal plants, 14 Ocean State Power Projects or about 75 combustion turbine peaking plants to maintain the capacity surplus level we have today (1990) in the year 2005. Given the "minimum" five to seven years it takes just to plan and permit any type of generating plant, plus an additional 2 to 5 years for construction, it is doubtful that any combination of NUG and utility sponsored projects could make up the projected capacity shortfall in the time period shown on Figure 2.

With this background and quantification of New England's future electric system needs, it is felt that the experience of NUG development over the past 10 years is sufficient to allow use of the past experience to help reach conclusions about the future.

NUG CAPACITY ADDITION EXPERIENCE IN NEW ENGLAND

Keeping this 6,600 MW of needed generating capacity in mind, Figure 3 shows:

* the annual capacity addition of all forms of NUG capacity in New England from 1980 to the present time;

* projects the "committed" or utility contracted NUG capacity for 1990 to 2005 (bars); and,

* indicates (line) the possible timing of the "uncommitted" NUG capacity that is proposed by the sponsors, but not yet committed by a power purchase contract with a utility.

In this graph the NUG capacity includes hydro, wood, refuse, biomass and methane recovery, natural gas, oil, coal and tire burning generating plants. Ocean State Units 1 and 2 are included in the committed NUG category.

A brief summary of the total existing and future NUG capacity in New England that is accounted for in the 1990 CELT report indicates that the total completed capacity from all NUG energy sources at the end of 1989 was approximately 1,320 MW; by 1994, an additional 1,310 MW of capacity currently under contract is scheduled for completion and start-up; and, between 1991 and 1997 approximately 1,400 MW of "uncommitted" NUG capacity might be built, "if", all the proposed projects can be sited, permitted, and withstand the rigors and development delays of the ever changing criteria of the various state mandated, "bidding" processes.

To me it is vividly clear from Figure 3, that the actual and

projected annual capacity addition impact of all committed and uncommitted NUGs (including Ocean State Phases 1 & 2) falls far short of meeting the 660 MW annual average capacity additions required between 1996 and 2005. If all the committed and uncommitted NUG capacity is built, this annual average level of required capacity additions would be exceeded in only one year.

Figure 3 also shows quite dramatically that the NUG construction period may now be in the process of "peaking out". As the forecast suggests, there are virtually no sizable projects identified for completion in the 1996-2005 time-frame.

OTHER DEVELOPING NUG ISSUES IN NEW ENGLAND

In putting together the data for Figure 3, it became clear when categorizing the different types of NUG projects, that this "peaking out" trend of plant construction seems common to all types of NUG facilities. This raises several questions regarding whether or not NUGs can meet "all" of New England's incremental generating capacity needs. Put in question form:

> Is this common pattern suggesting that each category of NUG generation may be limited as to the extent of its contribution to the system supply? If so, is it prudent for policy makers and regulators to rely on the perceived generating potential of any single (or combination of several) NUG sources for significant capacity additions over a sustained period of time?

The following series of graphs for the different types of NUG plants highlights this construction or capacity addition development pattern.

* Figure 4 shows actual and projected hydro capacity additions since 1980. Note the pattern and its duration during the "renewable energy tax break" years. Are future NUG hydro additions limited by the lack of developable old sites and opposition to new dams?

* Figure 5 shows the wood experience. Is the capital cost of wood plants too high? Is lack of adequate wood supply or the price of wood the limiting factor? It is reported that several wood projects in New England import their wood from Canada.

* Figure 6 indicates the situation for refuse fueled generation. Is the limiting factor here the growing opposition to mass burn "trash to energy" projects and the increasing emphasis on recycling?

* Figure 7 is for coal. I understand that the Connecticut project that represents the majority of the capacity shown is operating well. Its disappointing not to see more coal capacity for the future.

* Figure 8 is for bio-mass and methane recovery from landfills. I suspect the larger projects are a wood waste/coal fuel mix at paper mills.

and finally,

* Figure 9 is for gas. Is the lack of future gas fired projects due to:

    a) The inability of the gas fired NUG project developers to secure long term firm gas supplies and transportation to New England?

    b) The increasing difficulty to meet stricter air quality standards resulting in additional capital costs that cannot be recovered against PUC and utility "least cost planning" determined "avoided costs"?

    c) The requirements and timing delays of the "bidding" process?

    or, d) All of the above?

The answer is, I suspect, all of the above.

SUMMARY

I will now attempt to summarize my remarks by answering the questions posed at the beginning of the presentation.

1. How should an appropriate balance between utility supply and non-utility generation be determined?

During the past decade New England's utility executives, regulators and policy makers have promoted non-utility generation and conservation and load management over utility sponsored projects. On the other hand, the opposite seems true for eastern Canada where utility planned units are clearly in the majority. A comparison of Figures 1 and 2 seems to indicate that a definite weighting to the side of utility sponsored projects appears to achieve better results than the New England approach, "if", maintaining a surplus generating capacity to meet forecasted electric system needs is important to utility executives, energy policy makers and regulators. I suspect that it is.

To see what the capacity supply situation might be if we were all part of the same electric system, Figure 10 combines the forecasts of the two regions. Conceivably this could be possible if sufficient transmission capacity is developed between the provinces, the states and the two regions. This exercise shows that on a combined basis, the projected capacity needs of the total region can be met over the 15 year period and still maintain a 10 to 15 % generating capacity reserve margin. This indicates to me that the appropriate answer to the capacity development "balance" issue is to have a combination of the both utility and NUG projects, but with a definite weighting to utility sponsored projects.

To add support to the increased transmission suggestion, Figure 11 shows the present day interdependence of the total region (excluding Newfoundland and PEI) on adjacent and non-contiguous electric systems to meet peak load needs. Perhaps significant increases in inter and intra-regional transmission capacity may prove to be a "least cost" alternative and an environmentally acceptable option to insure adequate supplies of electric capacity and energy between now and the end of the century.

This possibility might also give the utility and NUG industry time to develop and build new grass roots generation projects to meet the needs of the 21st century.

2. Can the industry, its regulators and policy makers rely on non-utility generators to supply "all" of the incremental energy needs?

The answer is simply no, and it would be irresponsible to pursue a policy that tries to make it happen.

3. Is electric service reliability still an issue?

I believe it is and will always continue to be so. This makes it necessary that we not leave ourselves short or try to fine tune the difference between supply and demand so closely that unanticipated capacity shortfalls cause problems for our regional economies. I believe that New England is at the point where system outages and NEPOOL ordered voltage reductions are negatively impacting our businesses and industries. Reliability is still an important issue and it requires surplus generating and electric transmission capacity to insure that system reliability can be maintained.

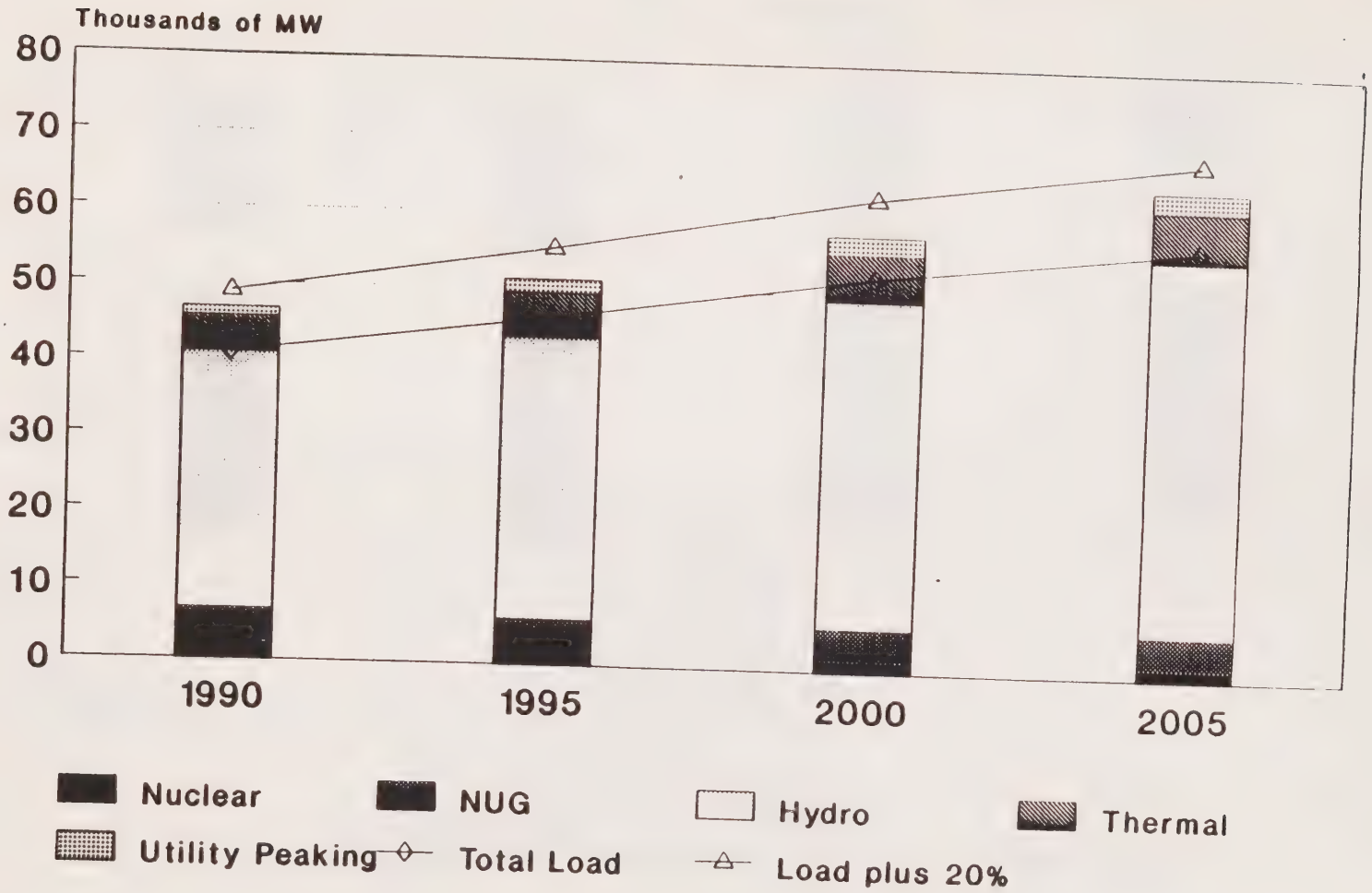
4. What bugs remain to be worked out to insure cooperation between all electric suppliers?

Probably it would take several "career term" turnovers of utility executives and NUG developers to change the cultural differences that exist. But I believe the most important feature for the needed cooperation is to have even handed, consistent and long term regulatory policies for the development of new generating sources.

5. How are utility bidding systems working?

In my mind what we have today are not utility bidding systems, but rather a concept being used by some public utility commissions to "micro manage" utilities and insure control over utility and NUG generation. If the New England experience of past and future NUG and utility capacity additions is a measure of the success of the bidding process to date, it is my opinion that bidding, as it has developed, simply doesn't work.

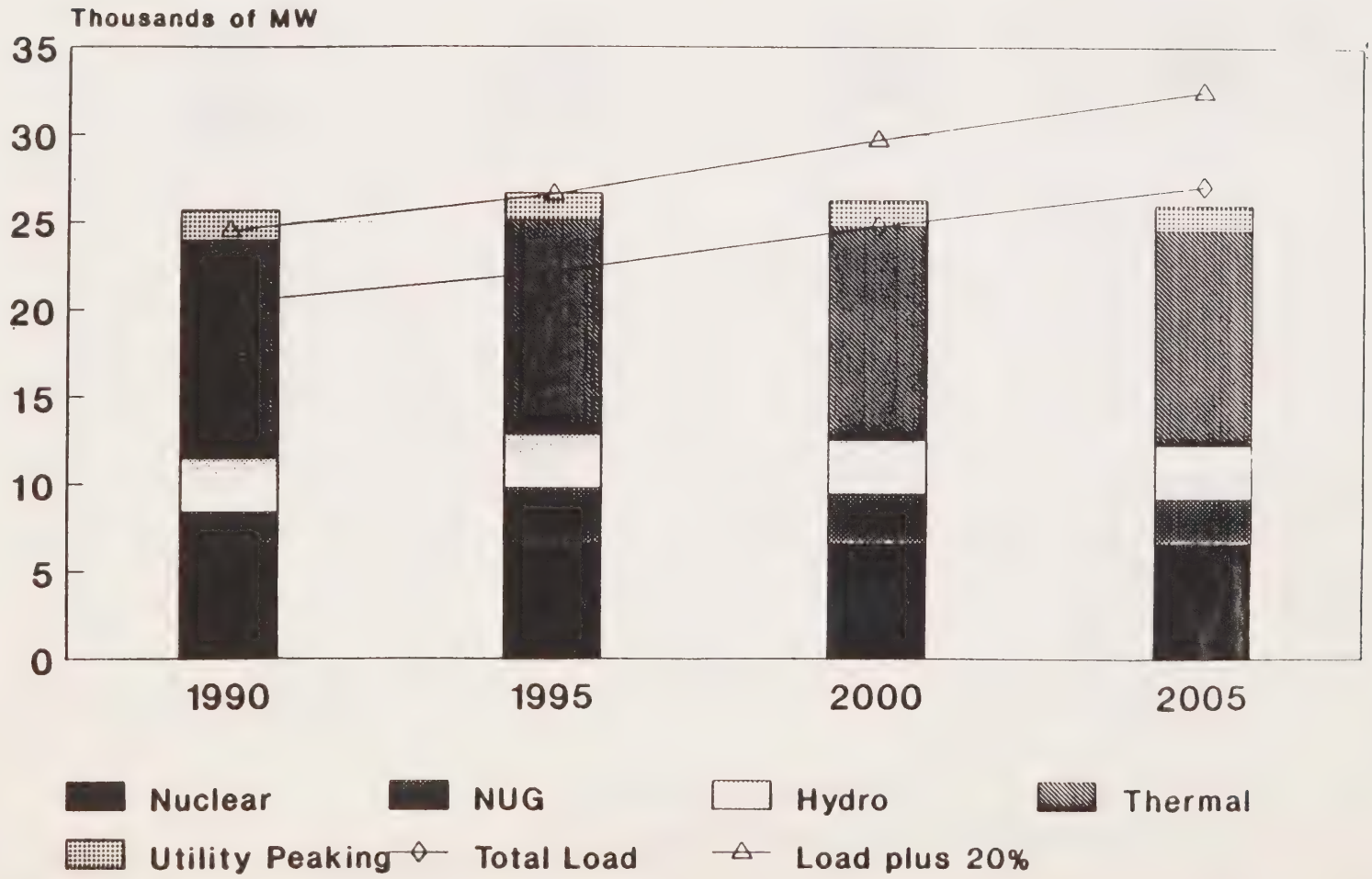
Eastern Canadian Electric Capacity Supply Demand



Source: NEB 1988 Supply Demand Forecast

FIG 1

New England Region Electric Capacity Supply Demand



Sources: 1990 NEPOOL CELT Report.

FIG 2

Existing Contracted and Uncommitted NUG Capacity Additions in New England

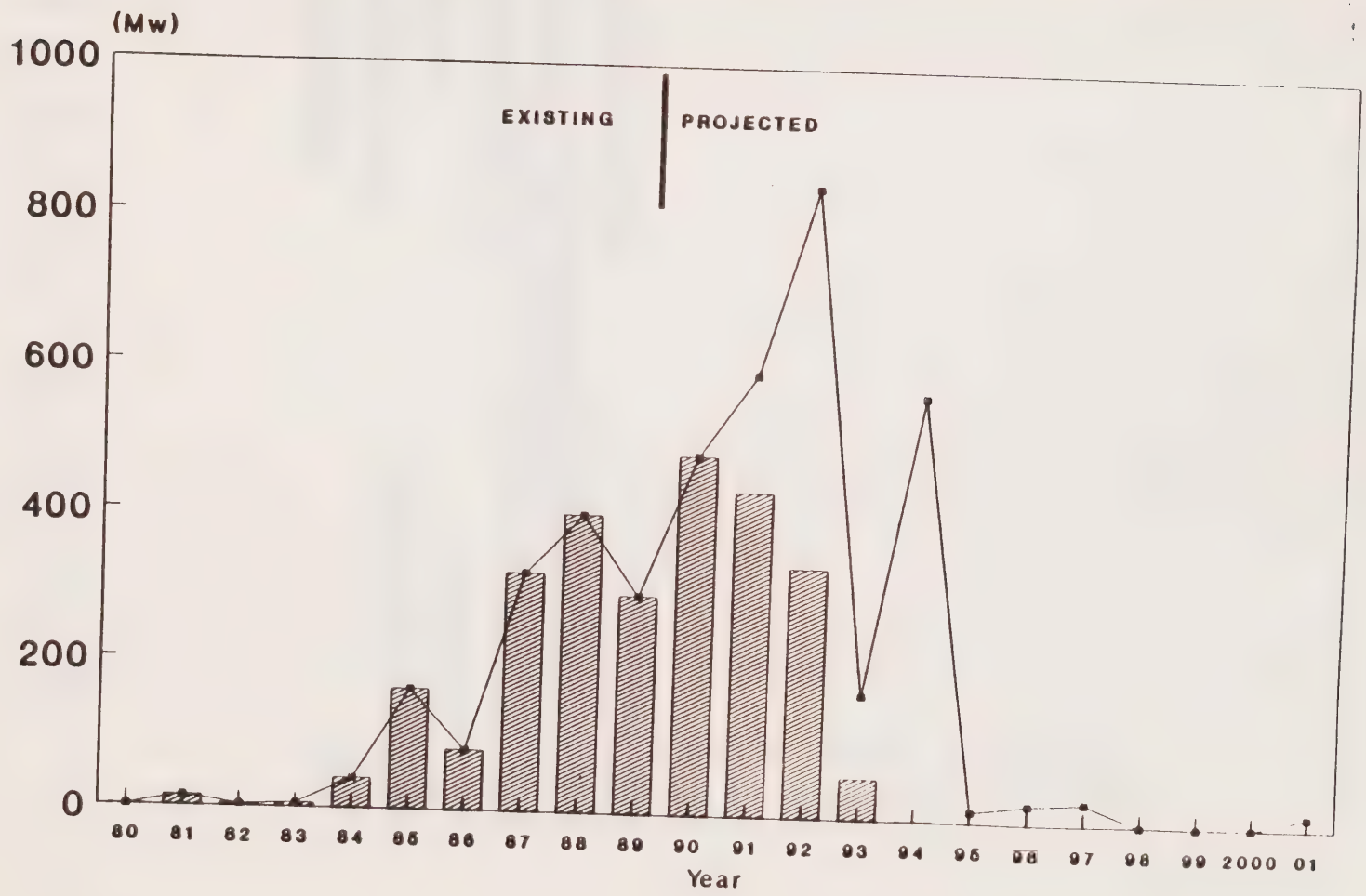


FIG 3

Existing and Contracted NUG Hydro Capacity Additions in New England

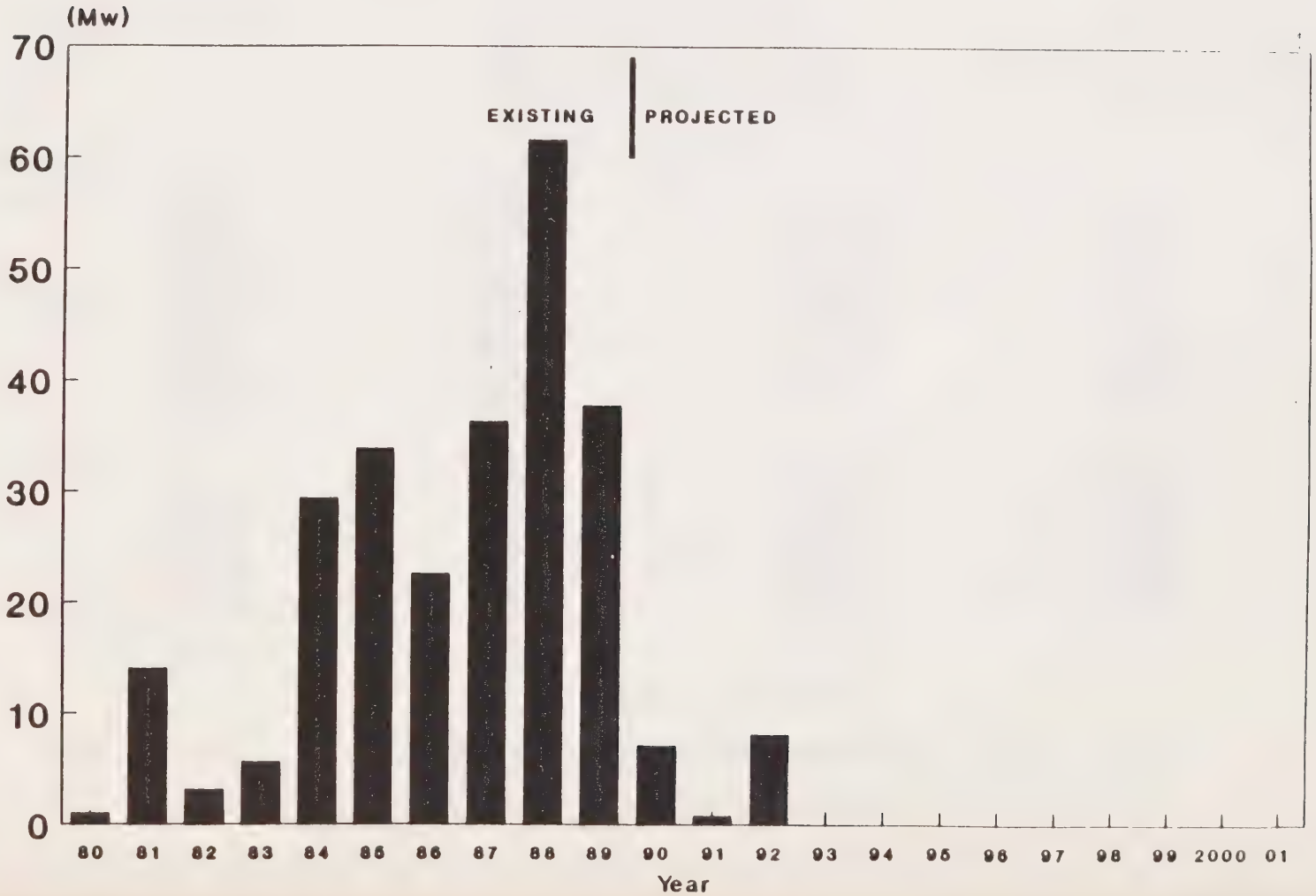


FIG 4

Existing and Contracted NUG Wood Capacity Additions in New England

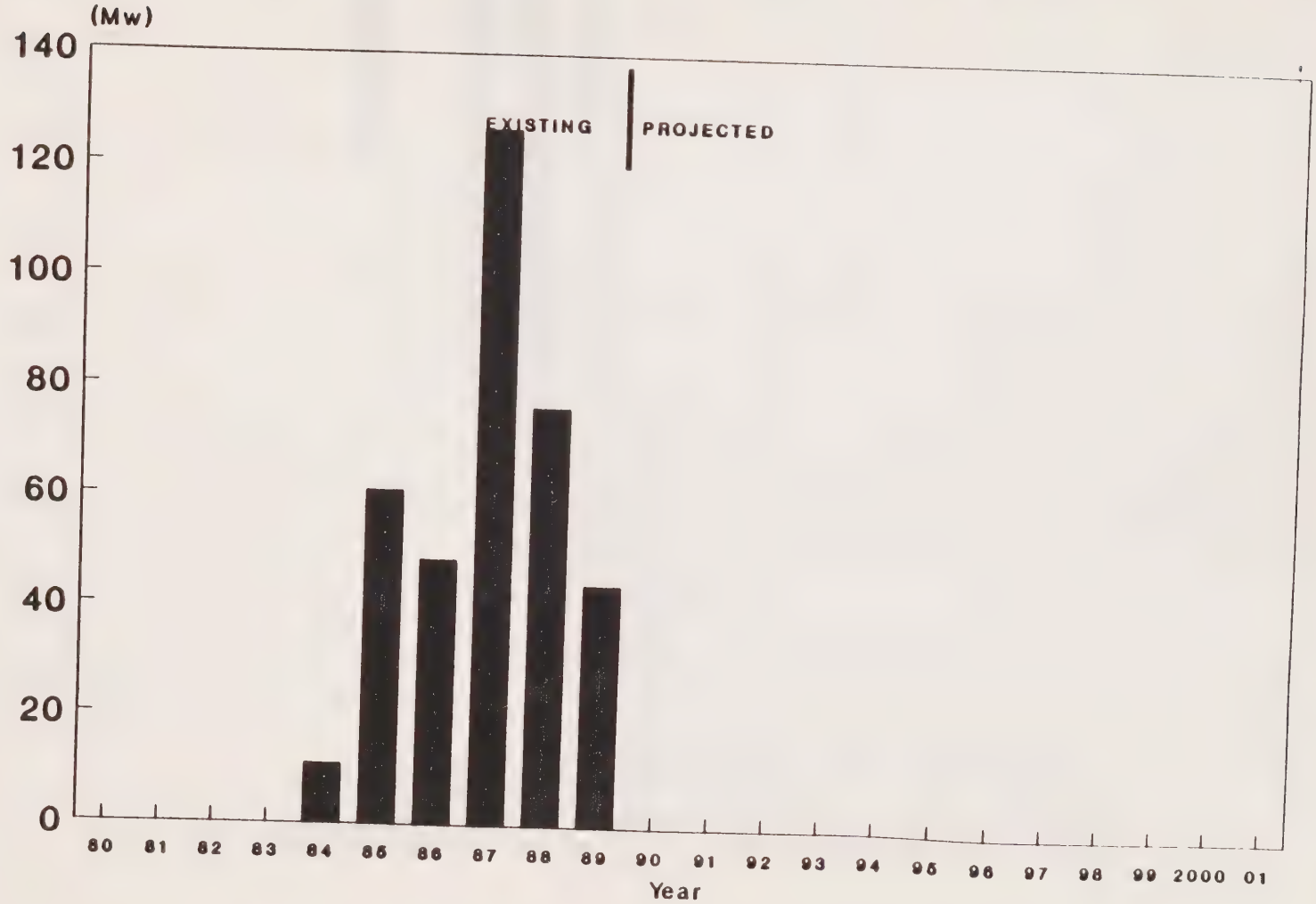


FIG 5

Existing and Contracted NUG Refuse Capacity Additions in New England

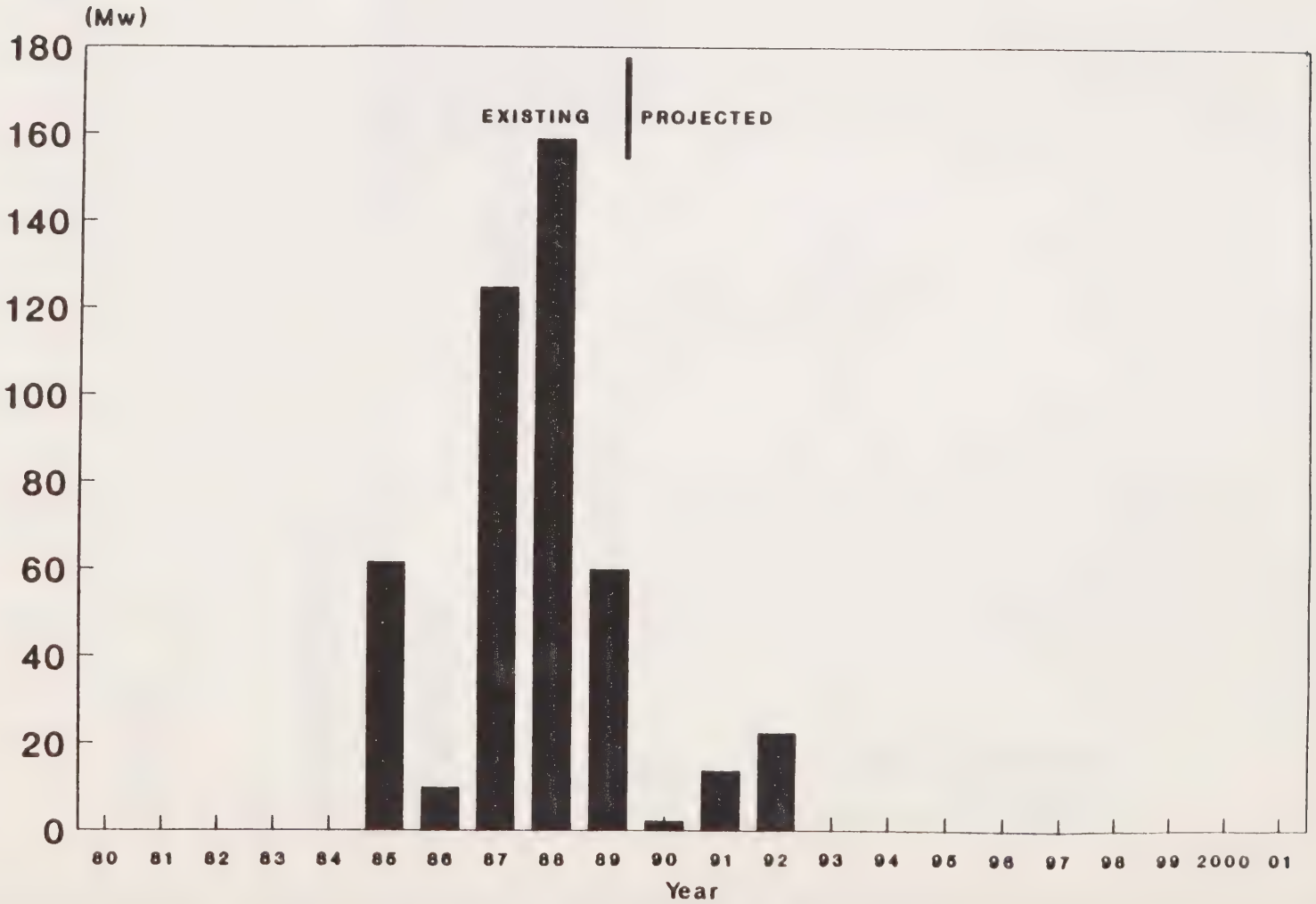


FIG 6

Existing and Contracted NUG Coal Capacity Additions in New England

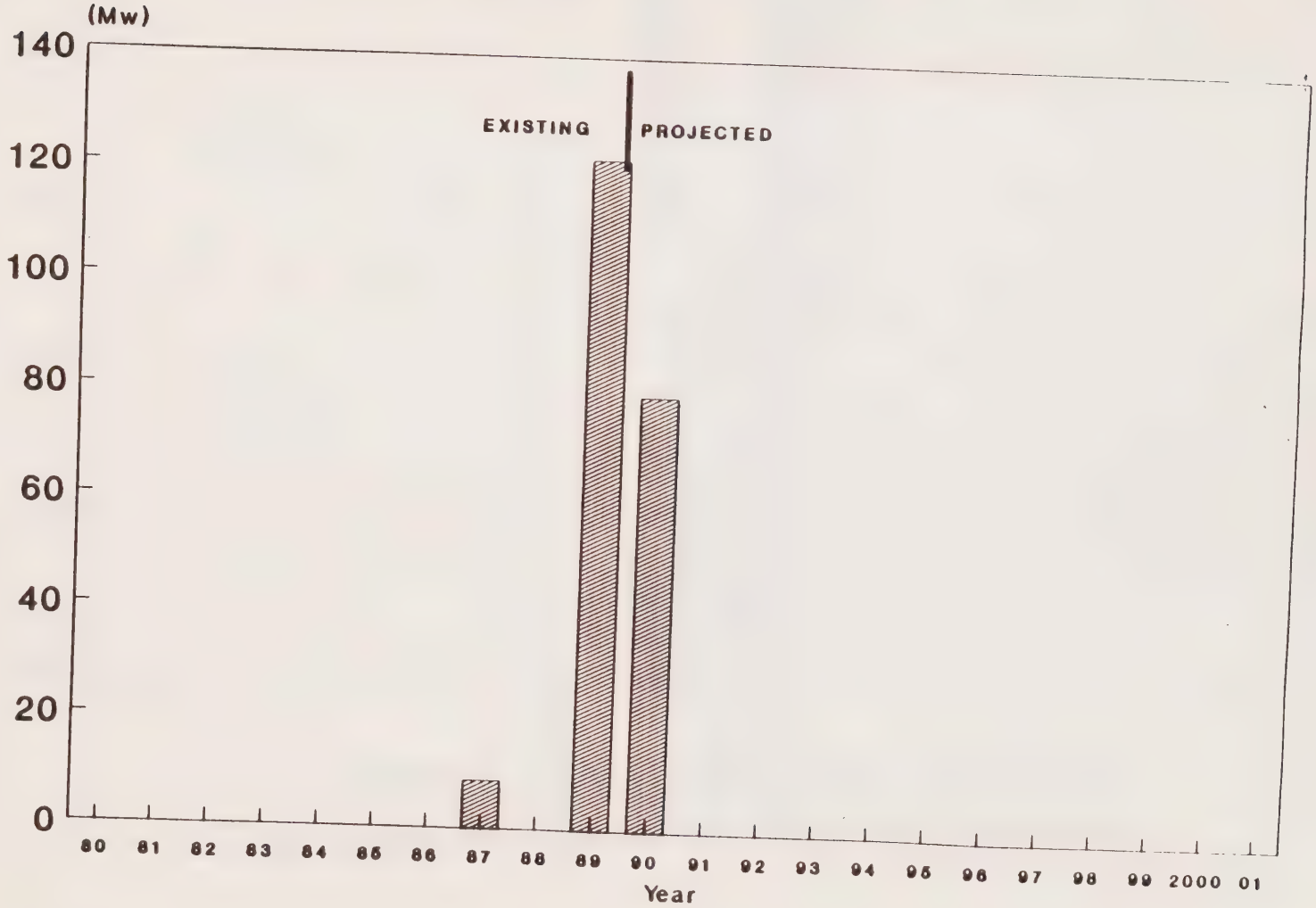


FIG 7

Existing and Contracted NUG Biomass Capacity Additions in New England

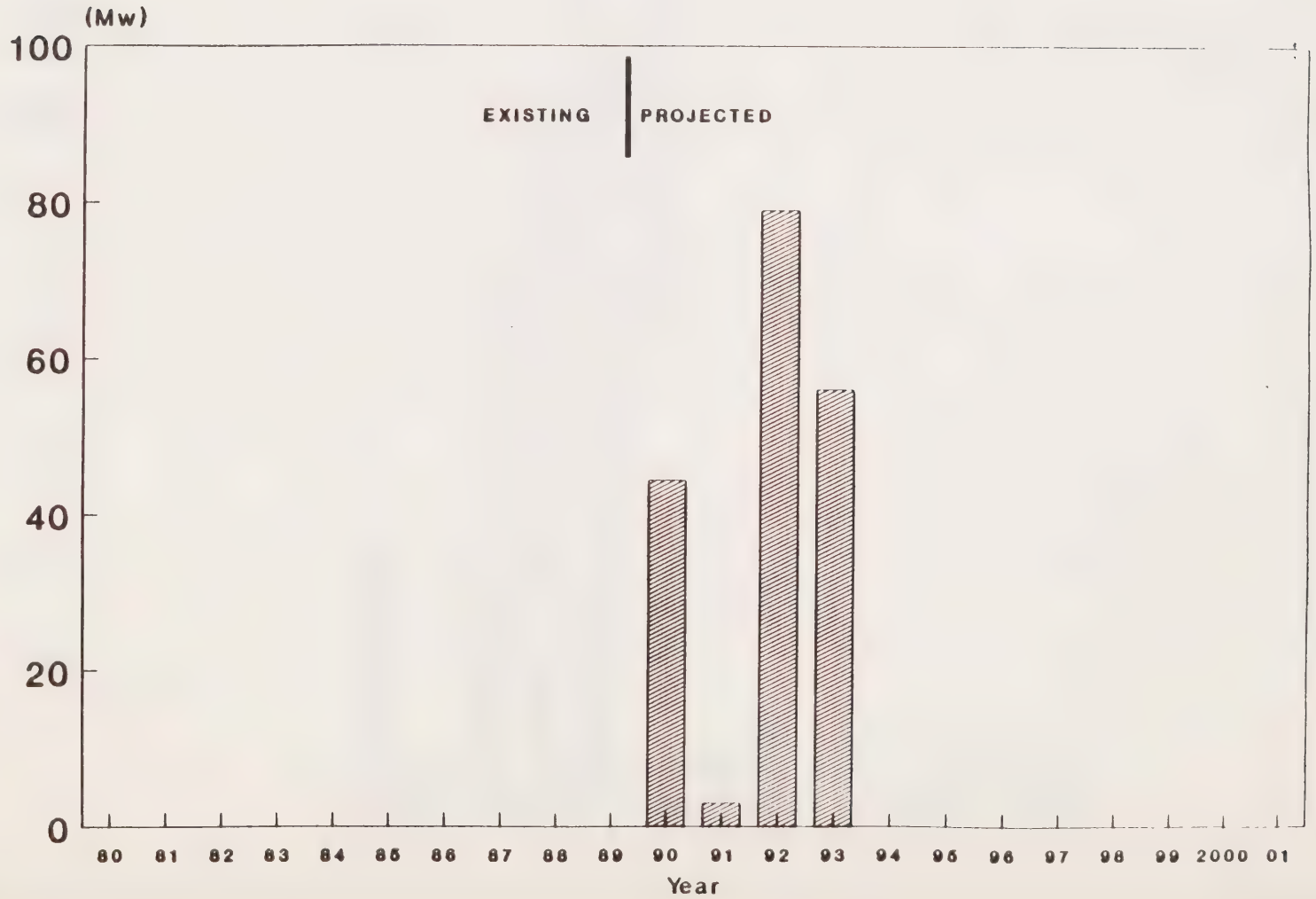


FIG. 8

Existing and Contracted NUG Gas Capacity Additions in New England

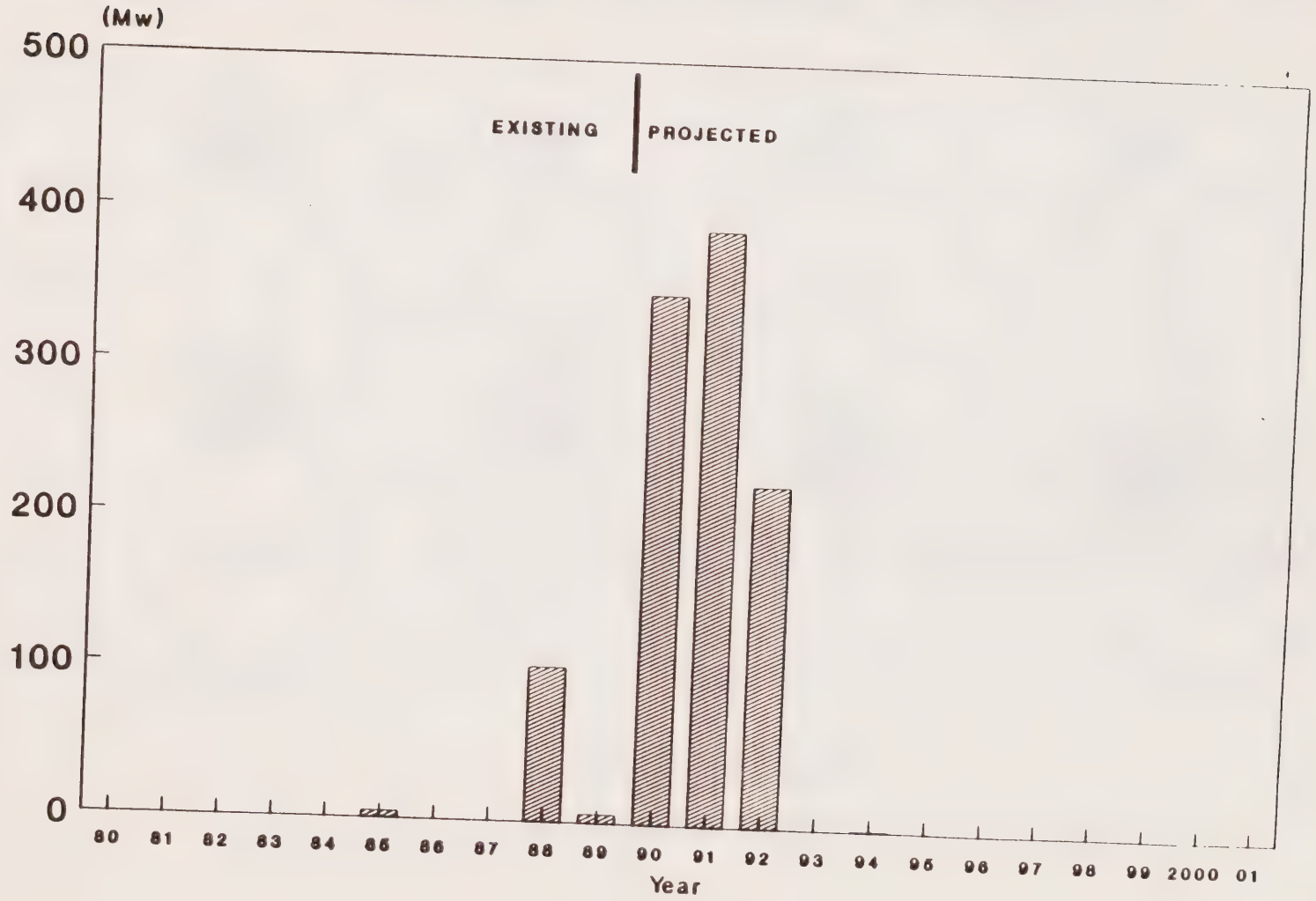
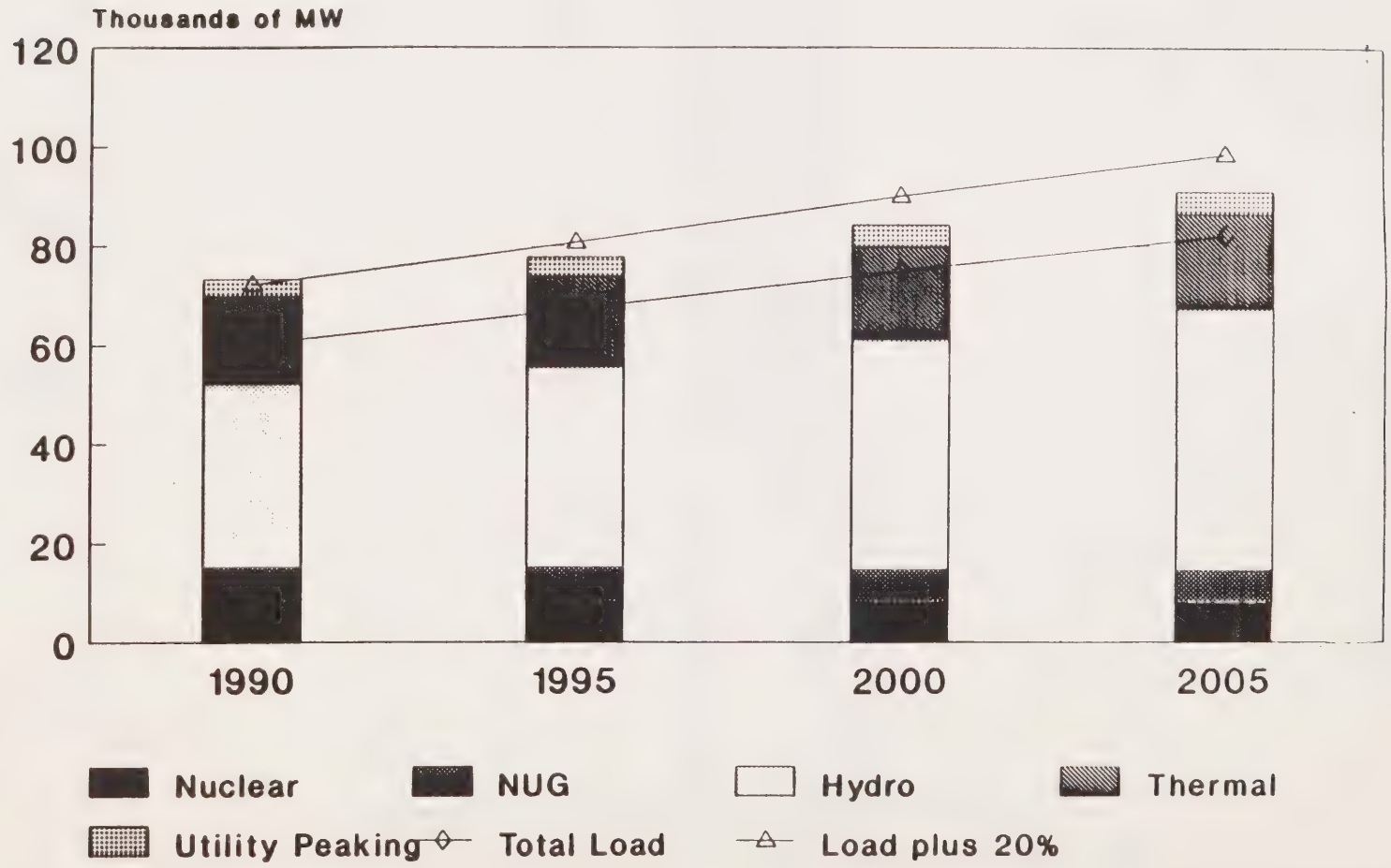


FIG 9

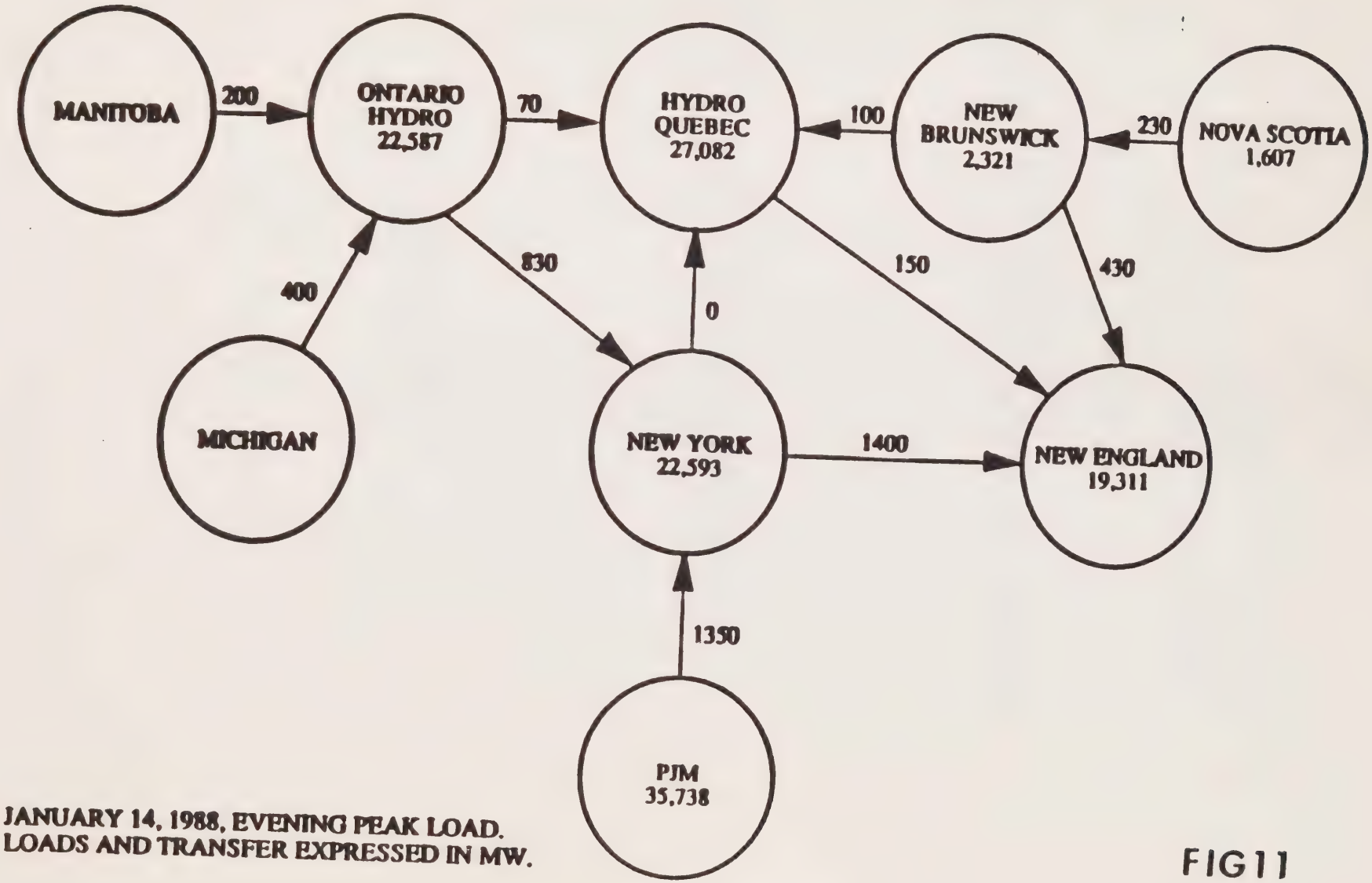
Total Northeast Region Electric Capacity Supply Demand



Sources: NEB 1988 Supply Demand Forecast and 1990 NEPOOL CELT Report.

FIG 10

NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL
LOADS AND POWER EXCHANGES



JANUARY 14, 1988, EVENING PEAK LOAD.
LOADS AND TRANSFER EXPRESSED IN MW.

FIG11

DOCUMENT : 860-256/011

Traduction du Secrétariat

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES À L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Le rôle des génératrices qui ne sont pas des services publics et des services publics d'électricité en Nouvelle-Angleterre et dans l'Est du Canada

Geoffrey K. Mitchell
Expert-conseil

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

9e TABLE RONDE SUR L'ÉNERGIE
Questions relatives à l'électricité intéressant le Nord-Est
Halifax (Nouvelle-Écosse)

DEUXIÈME SÉANCE

LES SOLUTIONS DE RECHANGE À L'ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ

Le 25 avril 1990

LE RÔLE DES GÉNÉRATRICES QUI NE SONT PAS DES SERVICES PUBLICS ET DES SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ EN NOUVELLE-ANGLETERRE ET DANS L'EST DU CANADA

Présenté par :

Geoffrey K. Mitchell
Expert-conseil

585, rue Merrimack
Lowell (Massachusetts) 01852

Le rôle des génératrices qui ne sont pas des services publics et des services publics d'électricité en Nouvelle-Angleterre et dans l'Est du Canada

INTRODUCTION

À la demande des organisateurs de la table ronde sur l'énergie du CINÉ, mon exposé traitera de plusieurs questions relatives au rôle des petits producteurs et des producteurs indépendants d'électricité ainsi que des services publics d'électricité pour répondre aux besoins futurs du marché du Nord-Est à ce chapitre.

On m'a demandé de répondre aux questions suivantes :

1. Comment déterminer ce qui constituerait un équilibre convenable entre les sources publiques et non publiques d'énergie?

2. Les clients du réseau électrique régional, les organismes de réglementation des services publics et les décideurs peuvent-ils compter sur les sources qui ne sont pas des services publics pour combler la "totalité" des besoins prévus en matière d'augmentation de capacité?

3. La fiabilité du réseau d'électricité pose-t-elle encore un problème?

4. Qu'est-ce qui fait encore obstacle à la coopération entre tous les fournisseurs d'électricité?

5. Comment les systèmes d'appels d'offres des services publics fonctionnent-ils?

Nombreux seront sans doute ceux qui refuseront les réponses que je proposerai. J'espère toutefois que ma contribution jettera un peu plus de lumière sur le débat en cours dans l'Est du Canada et en Nouvelle-Angleterre concernant le rôle futur des services d'électricité publics et indépendants, la capacité et l'alimentation des sources d'électricité régionales et la fiabilité du réseau électrique futur.

Avant de tenter de répondre aux questions formulées, il est indispensable de donner un aperçu des prévisions de l'offre et de la demande d'énergie électrique dans les six États et cinq provinces de la région. Eu égard au fait qu'il s'agit de deux pays différents et que les sources d'approvisionnement en électricité varient beaucoup des deux côtés, l'exposé sera d'abord divisé en deux volets.

PRÉVISION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DANS L'EST DU CANADA

Le graphique 1 illustre la capacité d'offre et de demande prévue dans l'Est du Canada de 1990 à 2005. Ces prévisions sont tirées du rapport de 1988 de l'Office national de l'énergie intitulé "L'énergie au Canada : offre et demande, 1987 à 2005". Dans les cinq provinces de l'Est canadien, l'augmentation prévue de la capacité de production, soit 18 000 MW, découlera d'une part, c'est-à-dire 16 000 MW, des centrales hydro-électriques parrainées par les services publics de Québec et de Terre-Neuve, et d'autre part, c'est-à-dire 2 000 MW, de l'utilisation de combustibles fossiles par les services publics de Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve et de l'Île-du-Prince-Édouard.

La contribution des génératrices non publique qui figure au graphique 1 proviendra d'abord et avant tout du principal et peut-être du premier projet IPP de la région, soit celui de Churchill Falls à Terre-Neuve qui devrait produire 5 200 MW dont 4 700 MW doivent être vendus à Hydro-Québec en vertu d'un contrat à long terme. Le projet qui était au départ une entreprise d'exploitation énergétique privée a été financée par le truchement d'un contrat de vente à long terme d'électricité à Hydro-Québec. Vous remarquerez qu'on prévoit que la contribution des génératrices de l'Est du Canada qui ne sont pas des services publics demeurera stable, mais que cette prévision tient compte d'un faible apport, qui pourrait varier entre 30 et 50 MW, de nouvelles entreprises de la région qui ne sont pas des services publics.

Or, ce calcul ferme de la capacité de contribution de ces entreprises à l'offre d'électricité dans la région est quelque peu trompeur. À l'heure actuelle, quelque 2 600 gigawatts-heures d'électricité sont produits et vendus ou échangées avec les services publics de la région. Cette énergie qui pourrait être coupée est surtout constituée de l'excédent d'électricité issu des alumineries, de l'industrie forestière et des autres industries à forte concentration énergétique.

Dans l'optique d'une prévision de la capacité et de la demande de pointe, l'amélioration prévue de la capacité des services publics devrait donner un excédent suffisant pour répondre à la charge totale anticipée, y compris les contrats d'exportation d'une capacité ferme. Toutefois, l'excédent ne sera pas suffisant pour permettre à la région d'effectuer d'autres exportations de capacité ferme vers la Nouvelle-Angleterre si l'on veut conserver une marge de réserve de 10 à 20 p. 100.

M. Roland Priddle, président de l'ONE, a récemment fait ressortir ce fait dans un discours prononcé en mars 1990 à Boston devant le New England and Canada Business Council. À cette occasion il a déclaré :

(Traduction) "En ce qui a trait aux exportations futures, nous constatons que l'excédent canadien actuel se résorbe rapidement et que les exportations futures prendront probablement la forme de contrats fermes à long terme tributaires de la construction de nouvelles installations de production".

Une dernière constatation qui saute aux yeux lorsqu'on examine le graphique 1 est que plus de 80 p. 100 de la capacité de production d'électricité de l'Est canadien est d'origine hydro-électrique. Le chiffre est encore plus frappant lorsqu'on fait le bilan annuel de la production d'électricité parce que l'énergie hydro-électrique répond à environ 90 p. 100 du besoin total d'électricité des régions. Cette situation contraste grandement avec la capacité et les sources d'énergie de la Nouvelle-Angleterre où les combustibles fossiles constituent et demeureront la principale source d'électricité.

PRÉVISION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN NOUVELLE-ANGLETERRE

Le graphique 2 est tiré des renseignements compris dans le récent (1990) rapport CELT de NEPOOL intitulé "Forecast of Capacity, Energy, Loads and Transmission from 1990-2005". À l'instar du graphique 1, celui-ci présente les prévisions de la capacité de production et des charges de pointe pour la région de la Nouvelle-Angleterre après rajustement en fonction des programmes actuels et prévus de gestion de la demande et de conservation. Toutefois, le facteur offre est très différent de ce qu'il était au graphique 1. Une augmentation nette de la capacité de production de quelque 300 MW est prévue sur une période de 15 ans dans la région de la Nouvelle-Angleterre. Cette légère augmentation nette proviendrait d'un accroissement de la capacité totale de l'ordre de 1 300 MW de la part des entreprises qui ne sont pas des services publics, auquel s'ajouteraient les 1 150 MW de Seabrook 1. Toutefois, il faut soustraire 525 MW en capacité ferme importée et 735 MW qui disparaîtront à cause de l'abandon d'installations publiques alimentées aux combustibles fossiles.

Soulignons que le rapport CELT ne prévoit la construction d'aucune centrale publique partiellement ou entièrement nouvelle pour la production d'électricité après l'ouverture de Seabrook en 1990.

Du côté de la demande, la croissance maximale prévue de la charge après rajustement est de 6 600 MW sur une période de 15 ans. Pour répondre à cette demande, la région devra acquérir une nouvelle capacité annuelle moyenne de 660 MW 1996 à 2005 pour que le réseau électrique conserve la réserve de capacité de production de 20 p. 100 indispensable pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Comme nous le soulignons, l'offre ne peut répondre à la charge en l'an 2005.

Afin de démontrer dans quelle mesure cette évolution vers une pénurie est conforme aux prévisions antérieures, le tableau suivant présente les prévisions d'excédent de capacité de production de NEPOOL en 1983 jusqu'à l'an 2000 comparativement à l'excédent de capacité de production prévue par l'étude effectuée en 1990. La charge utilisée pour déterminer la capacité excédentaire de chaque étude ne comporte aucune réserve.

DEUX PRÉVISIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION EXCÉDENTAIRE EFFECTUÉES PAR NEPOOL

	1990	1995	2000
Prévision de 1983 (MW)	7 023	4 473	2 384
Prévision de 1990 (MW)	5 293	4 498	1 497

La comparaison révèle que les besoins postérieurement à 1995 sont maintenant jugés plus grands que ce à quoi on s'attendait en 1983. Si les nouvelles prévisions sont exactes, comme je le crois, nous ne disposons plus d'autant de temps qu'en 1983 pour cerner le problème et adopter les solutions qui s'imposent.

Pour mieux illustrer le besoin prévu en se servant d'une autre formule d'offre, disons qu'il faudrait déterminer l'emplacement, obtenir des autorisations d'entreprendre et compléter la construction de six Seabrooks, de 7 à 12 centrales au charbon, de 14 projets d'énergie électrique Ocean State ou d'environ 75 centrales de pointe à turbine de combustion pour garder intacte en l'an 2005 la capacité d'excédent actuelle (1990). Comme la planification et l'autorisation d'une centrale électrique exige à elle seule au moins cinq à sept années auxquelles il faut ajouter deux à cinq ans pour la construction, il est douteux qu'une combinaison quelconque de génératrices non publiques et de projets parrainés par les services publics puissent compenser la lacune prévue sur le plan de la capacité au cours de la période indiquée au graphique 2.

Ces faits et données au sujet des besoins futurs en matière de réseaux électriques en Nouvelle-Angleterre étant connus, nous croyons que l'évolution des génératrices qui ne sont pas des services publics au cours des dix dernières années nous permet de tirer de l'expérience antérieure des conclusions concernant l'avenir.

AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DES GÉNÉRATRICES QUI NE SONT PAS DES SERVICES PUBLICS EN NOUVELLE-ANGLETERRE

En gardant présent à l'esprit qu'une capacité de production de 6 600 MW sera requise, le graphique trois nous présente :

* l'augmentation annuelle de la capacité de tous les types de génératrices qui ne sont pas des services publics en Nouvelle-Angleterre de 1980 à nos jours;

* des prévisions concernant les génératrices qui ne sont pas des services publics qui sont promises ou pour lesquelles le contrat s'échelonne entre 1990 à 2005 (barres) ; et

* l'entrée en jeu possible (ligne) d'une capacité de génératrices qui ne sont pas des services publics et qui n'ont pas été promises sous forme d'un contrat d'achat d'électricité d'un service public, mais que proposent des parrains.

Ce graphique de la capacité des services non publics tient compte de l'apport de l'énergie hydro-électrique et ligneuse, de l'utilisation des déchets et de la biomasse, de la récupération du méthane, de l'exploitation du gaz naturel, du pétrole et du charbon ainsi que la combustion des pneus. Les centrales des unités 1 et 2 d'Ocean State sont comprises dans la catégorie des génératrices qui ne sont pas des services publics, mais à l'égard desquelles il existe des engagements fermes.

Un court résumé de la capacité actuelle et future totale de ce type de génératrice en Nouvelle-Angleterre, sujet dont il est question dans le rapport CELT de 1990, révèle que la capacité totale assurée de toutes les sources d'énergie sous forme de génératrices non publiques s'établissait à la fin de 1989 à quelque 1 320 MW. D'ici 1994, une capacité additionnelle de 1 310 MW visée par des contrats actuels doit s'y ajouter. Entre 1991 et 1997, une capacité d'environ 1 400 MW issue de ce type de génératrice pourrait compléter le tableau "si" tous les problèmes relatifs au choix de l'emplacement, aux autorisations, aux difficultés et aux retards causés par la modification constante des critères et des formules de soumission des divers États peuvent être surmontées.

À mon avis, le graphique 3 révèle clairement que l'augmentation annuelle de la capacité réelle et prévue découlant des génératrices non publiques, promises ou pas, (y compris les phases 1 et 2 d'Ocean State) ne sera pas suffisante pour répondre au besoin d'accroissement annuel moyen de capacité qui s'établit à 660 MW entre 1996 et 2005. Si tous les projets promis et non promis devaient être construits, le niveau indispensable d'augmentation annuelle moyenne de la capacité qui ne serait dépassé qu'au cours d'une seule année.

Le tableau 3 révèle en outre clairement que la période de pointe en matière de construction de génératrices non publiques est sans doute passé. Comme le démontrent les prévisions, pratiquement

aucun projet important ne doit être complété au cours de la période s'étendant de 1996 à 2005.

AUTRES QUESTIONS NOUVELLES RELATIVES AUX GÉNÉRATRICES NON PUBLIQUES EN NOUVELLE-ANGLETERRE

Lorsqu'on a rassemblé les données requises pour le tableau 3, il est devenu évident au moment de définir les différents types de projets de génératrices non publiques que la période de pointe en matière de construction était passée pour toutes les installations de cette catégorie. Ainsi se trouve poser la question à savoir si les installations en question peuvent répondre à l'ensemble de l'augmentation de la demande en Nouvelle-Angleterre. La question peut être formulée de la façon suivante :

> Cette évolution commune nous permet-elle de croire que chaque type de génératrices non publiques ne peut avoir qu'une contribution limitée sur le plan de l'offre? Dans l'affirmative, est-il prudent pour les décideurs et les instances de réglementation de s'en remettre aux possibilités de production associées à l'une ou l'autre source de ce type (ou à une combinaison de plusieurs) pour augmenter considérablement la capacité sur une longue période de temps?

La série de graphiques qui suit se rapporte à différents types d'installations de production hors du secteur des services publics et elle met en relief les tendances en matière de construction ou d'augmentation de la capacité.

* Le graphique 4 présente l'augmentation réelle ou prévue de la production d'énergie hydro-électrique depuis 1980. Il importe de prendre note de la tendance et de la durée au cours des années pendant lesquelles un allégement fiscal a été consenti aux fins de l'énergie renouvelable. L'apport futur des sources d'énergie hydro-électrique qui ne sont pas des services publics sera-t-il limité en raison de l'absence d'anciens sites se prêtant à l'exploitation et de l'opposition à la construction de nouveaux barrages?

* Le graphique 5 se rapporte à l'énergie ligneuse. Le coût en capital des installations d'énergie ligneuse est-il trop élevé? Les entraves sont-elles liées à l'absence d'un approvisionnement suffisant en bois ou au prix du bois? On a signalé que plusieurs projets d'exploitation de l'énergie ligneuse de la Nouvelle-Angleterre importent leur bois du Canada.

* Le graphique 6 présente la situation sur le plan de la production d'énergie en se servant de déchets. L'obstacle à ce niveau est-il l'opposition grandissante aux projets de

combustion de grande quantité de déchets pour produire de l'énergie et l'importance accrue accordée au recyclage?

* Le graphique 7 concerne le charbon. Je sais que le projet Connecticut justifie la principale augmentation de capacité et qu'il va bien. Il est décevant qu'on n'ait pas prévu, à l'avenir, faire davantage appel aux projets d'exploitation du charbon pour élargir la capacité.

* Le graphique 8 concerne l'exploitation de la biomasse et la récupération de méthane dans les décharges. Je crois que les principaux projets prennent la forme d'un mélange d'utilisation de déchets de bois et de charbon par des usines de papeterie.

Finalement,

* le graphique 9 a trait au gaz naturel. L'absence de projets futurs d'alimentation au gaz naturel s'explique-t-elle par

  a) L'incapacité des exploitants de ce type de projets, à l'extérieur du secteur des services publics, à assurer un approvisionnement à long terme ferme en gaz naturel et son transport en Nouvelle-Angleterre?

  b) La difficulté de plus en plus grande à satisfaire à des normes de qualité de l'air de plus en plus sévères qui entraînent des coûts en capital accrus qui ne peuvent être recouvrés et qui obligent les entreprises à planifier en fonction de frais minimaux et en évitant les dépenses qui peuvent l'être?

  c) Les exigences et délais des modalités de soumission?

  ou d) tous ces éléments?

Je crains que la réponse ne soit la dernière.

RÉSUMÉ

Je m'efforcerai maintenant de résumer mes observations en répondant aux questions formulées au début de l'exposé.

1. Comment déterminer ce qui constituerait un équilibre convenable entre les sources publiques et non publiques d'énergie?2

Au cours de la dernière décennie, en Nouvelle-Angleterre, les directeurs des services publics, les instances de réglementation

et les décideurs ont favorisé le recours aux sources qui ne sont pas des services publics ainsi que l'économie et la gestion de la demande plutôt que les projets parrainés par les services publics. Toutefois, la constatation contraire semble valable pour l'Est du Canada ou les unités planifiées par les services publics constituent manifestement la majorité des projets. Or, une comparaison des graphiques 1 et 2 révèle, sans l'ombre d'un doute, que les projets parrainés par les services publics donnent de meilleurs résultats que la formule de la Nouvelle-Angleterre si, comme je le crois, le maintien d'une capacité de la production excédentaire pour répondre aux besoins prévus du réseau électrique est jugé important par les directeurs des entreprises de services publics, les décideurs du secteur énergétique et les instances de réglementation.

Le graphique 10 réunit les prévisions des deux régions pour nous donner une idée de ce que serait la situation sur le plan de l'offre s'il n'y avait qu'un seul réseau d'électricité. Une évolution en ce sens serait théoriquement possible si des installations de transmissions suffisantes étaient construites par les provinces, les États et les deux régions. Ces données nous apprennent qu'en combinant les régions, on peut répondre aux besoins de capacité prévus pour l'ensemble de la région sur une période de 15 ans et conserver néanmoins une réserve de capacité de production de 10 à 15 p. 100. J'en conclu que la meilleure réponse à l'équilibre des sources de capacité consiste à combiner les projets de services publics et autres, en mettant toutefois clairement l'accent sur les projets parrainés par les services publics.

Pour étayer à la thèse de l'amélioration des systèmes de transmission, le graphique 11 démontre qu'à l'heure actuelle toute la région (abstraction faite de Terre-Neuve et l'Île-du-Prince-Édouard), doit compter sur les réseaux électriques voisins et non contigus pour répondre aux besoins en périodes de pointe. Un accroissement considérable de la capacité de transmission entre les régions et à l'intérieur de celles-ci constituerait peut-être la solution la plus économique et un choix acceptable sur le plan écologique pour assurer un approvisionnement suffisant en électricité et en énergie d'ici la fin du siècle.

Cette possibilité pourrait en outre donner aux services publics et à l'industrie du temps pour concevoir et construire des projets de production entièrement nouveaux afin de répondre aux besoins du XXIe siècle.

2. L'industrie, les organismes de réglementation et les décideurs peuvent-ils compter sur les sources qui ne sont pas des services publics pour combler la totalité des besoins prévus en matière d'augmentation de la capacité?

La réponse est tout simplement non. Il serait irresponsable de suivre une politique qui viserait cet objectif.

3. La fiabilité du réseau d'électricité pose-t-elle toujours un problème?

Je crois que oui et qu'il en sera toujours ainsi. C'est ce qui nous oblige à adopter des mesures pour ne pas être pris de court ou à éviter que l'écart entre l'offre et la demande soit si mince que toute baisse imprévue de capacité n'entraîne des problèmes pour nos économies régionales. Je crois que la Nouvelle-Angleterre en est rendue au point où l'indisponibilité du système et les réductions de voltage imposées par NEPOOL ont un effet néfaste sur nos entreprises et nos industries. La fiabilité demeure importante et elle exige une capacité de production excédentaire ainsi que des lignes de transmission d'électricité.

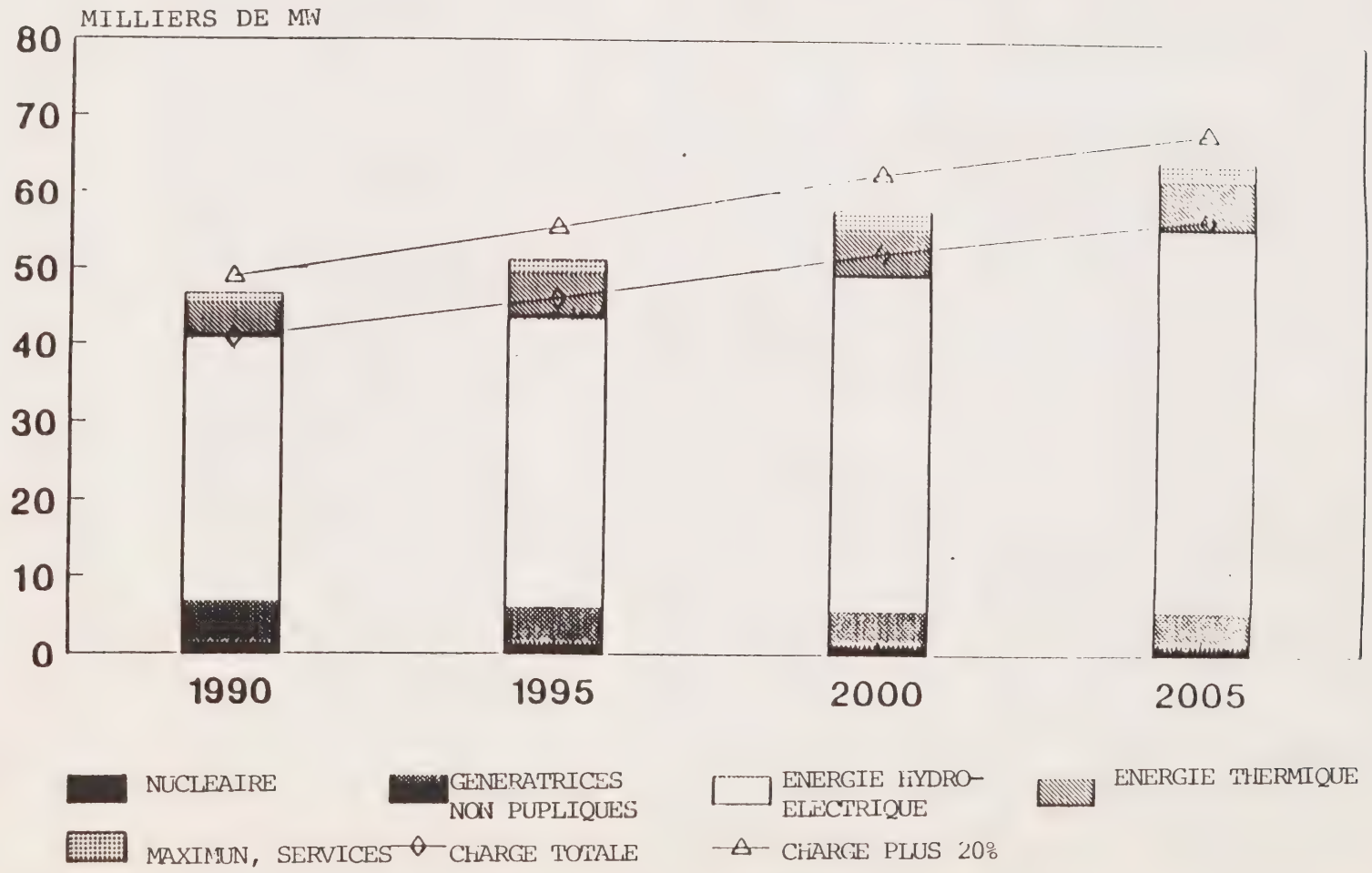
4. Qu'est-ce qui fait encore obstacle à la cooporation entre tous les fournisseurs d'électricité?

Il faudrait probablement que soient modifiés les "plans de carrière" de plusieurs dirigeants des services publics et d'exploitants d'entreprises de production qui ne sont pas des services publics pour modifier le courant actuel. toutefois que le facteur le plus important aux fins de la collaboration qui s'impose consiste à adopter des politiques de réglementation équitables, cohérentes et à long terme qui favoriseront l'établissement de nouvelles sources de production.

5. Comment les systèmes d'appels d'offres des services publics fonctionnent-ils?

À mon avis, ce que nous avons en ce moment ce ne sont pas des systèmes d'appels d'offres des services publics, mais plutôt un instrument dont se servent certaines commissions de services publics pour gérer, sur une échelle réduite, les services publics et contrôler leur production ainsi que celle des entreprises qui ne sont pas des services publics. Si les résultats obtenus par la Nouvelle-Angleterre au chapitre de l'augmentation passée et future de la capacité par le truchement des entreprises publiques et non publiques doivent servir à évaluer le succès des modalités d'appels d'offres employées jusqu'à présent, je dois constater que ces modalités ne fonctionnnent pas.

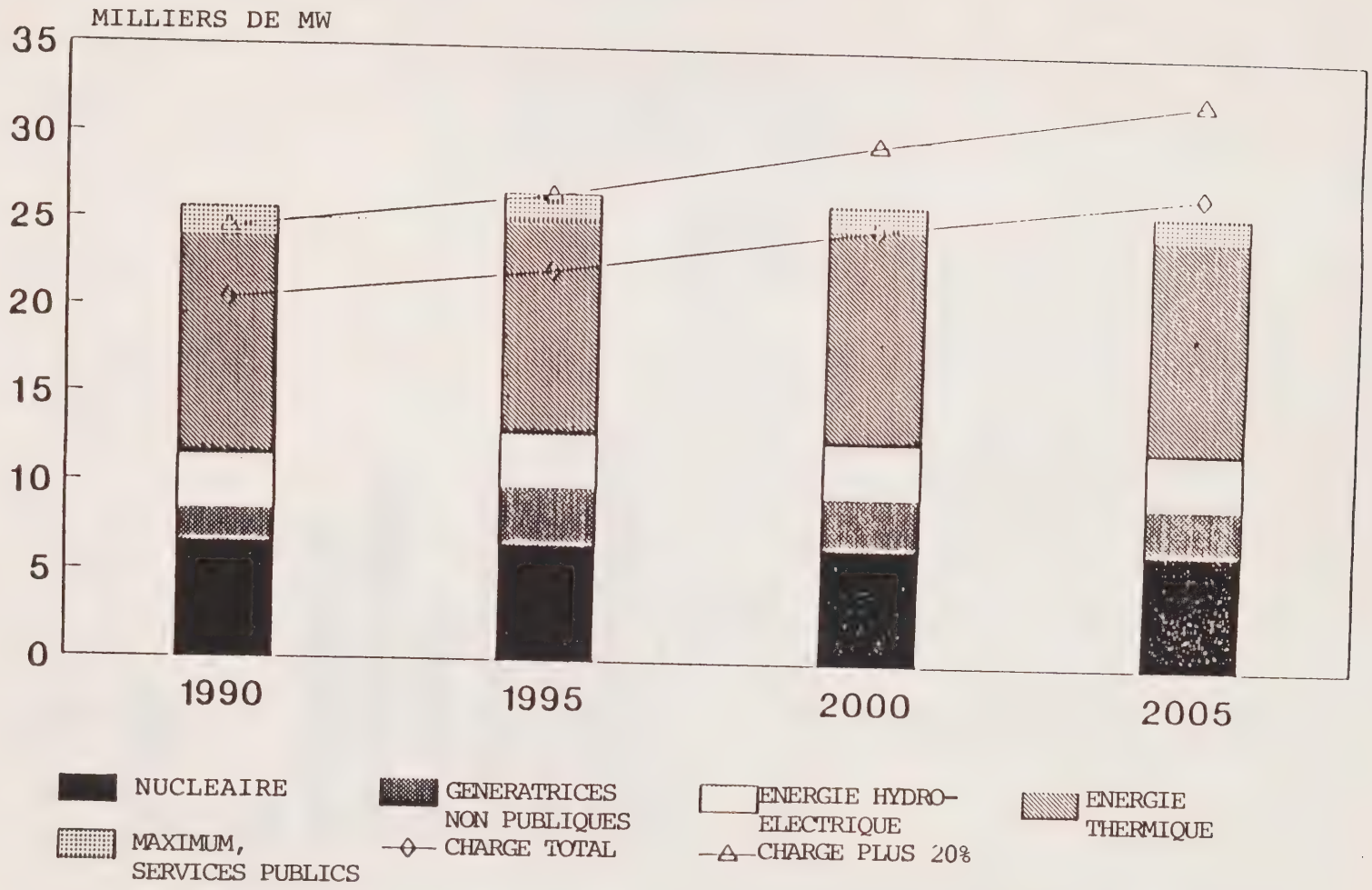
CAPACITE D'OFFRE ET DE DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE
DANS L'EST CANADIEN



Source: PREVISION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE, 1988, ONE

GRAPHIQUE 1

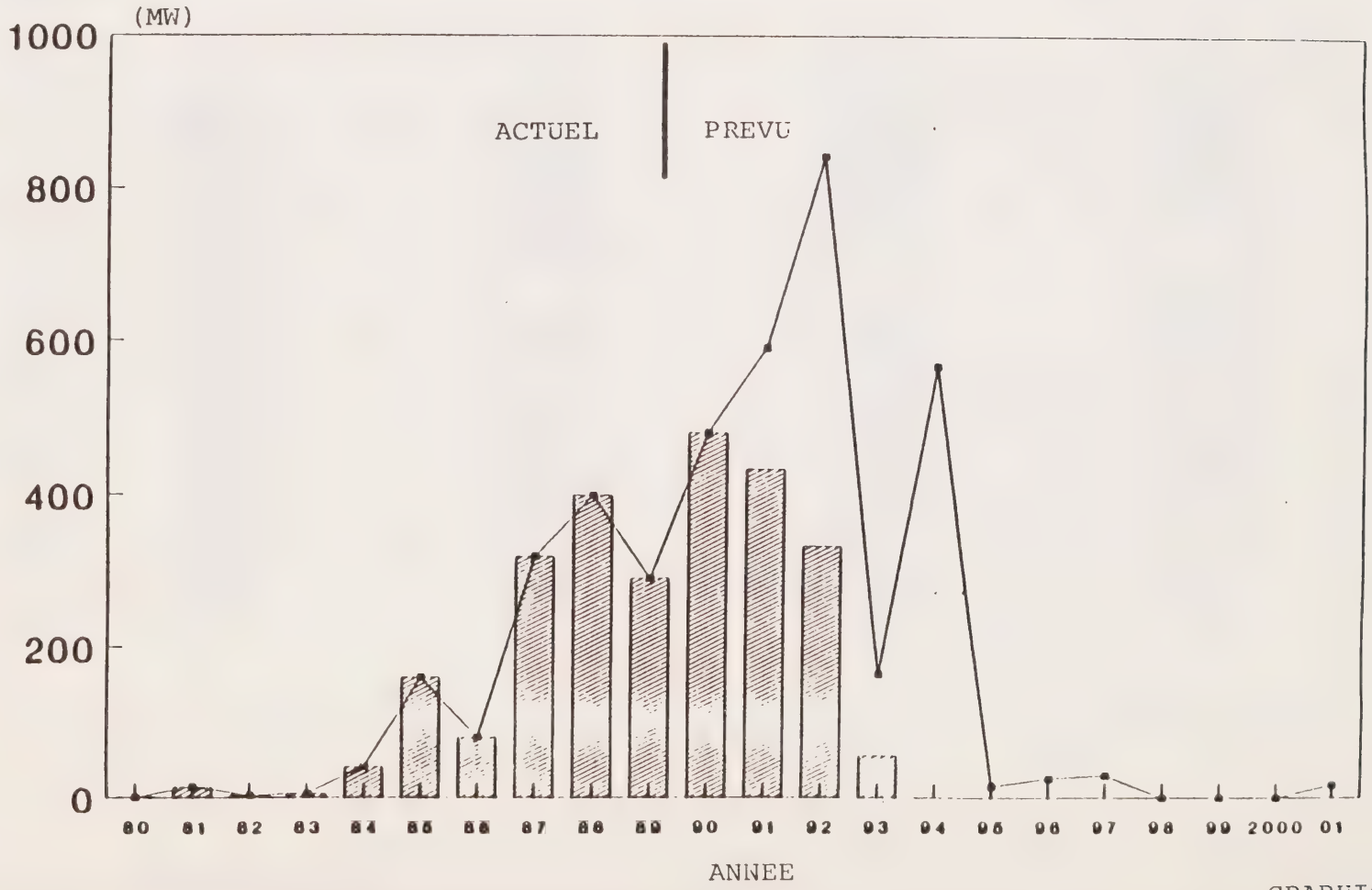
CAPACITE D'OFFRE ET DE DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE DANS LA REGION DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE



Sources: 1990, RAPPORT CELT DE NEPOOL

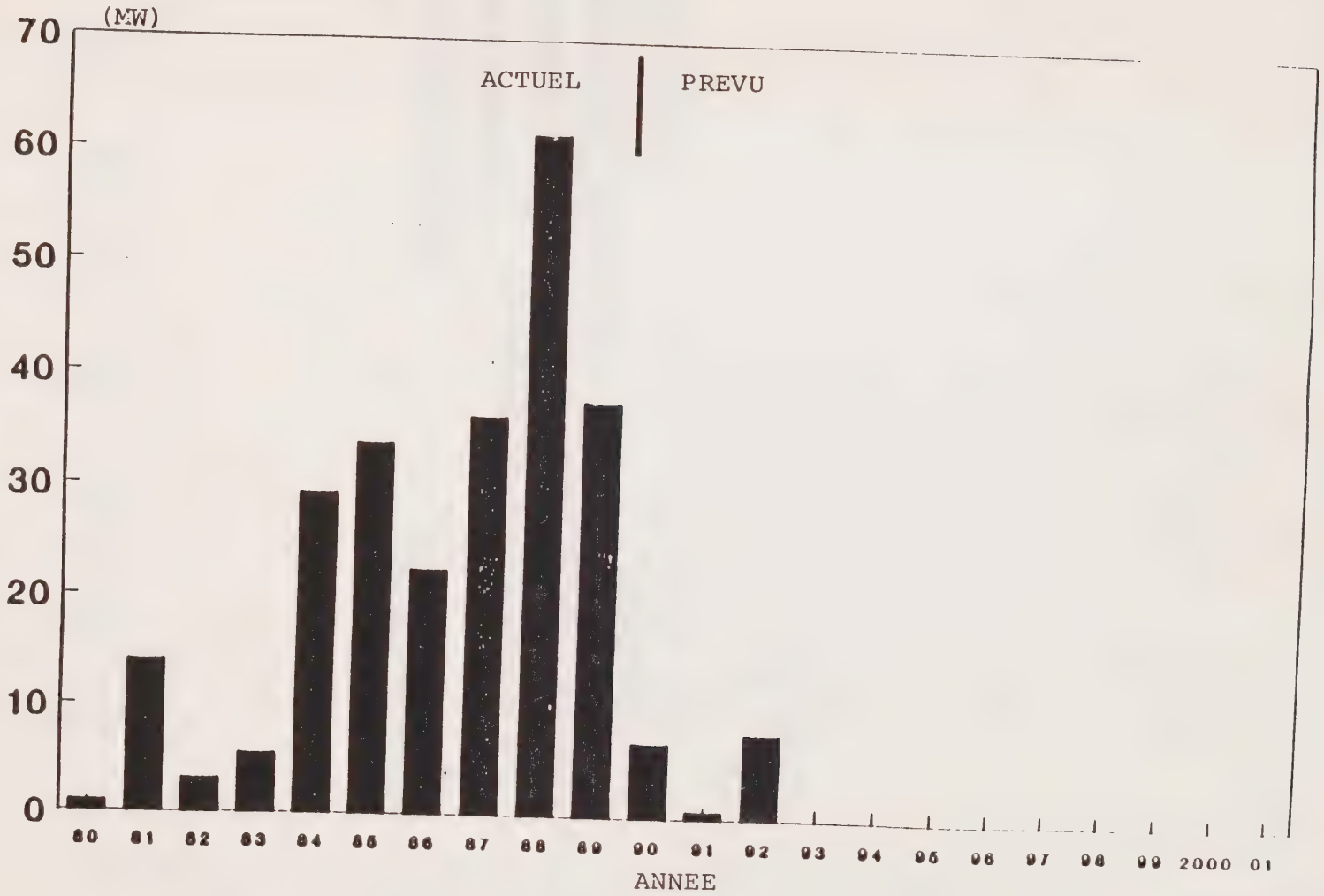
GRAPHIQUE 2

AUGMENTATION DE LA CAPACITE EN NOUVELLE-ANGLETERRE
GRACE AUX GENERATRICES NON PUBLIQUES,
CONTRATS ACTUELS ET NON PRISE EN CONSIDERATION



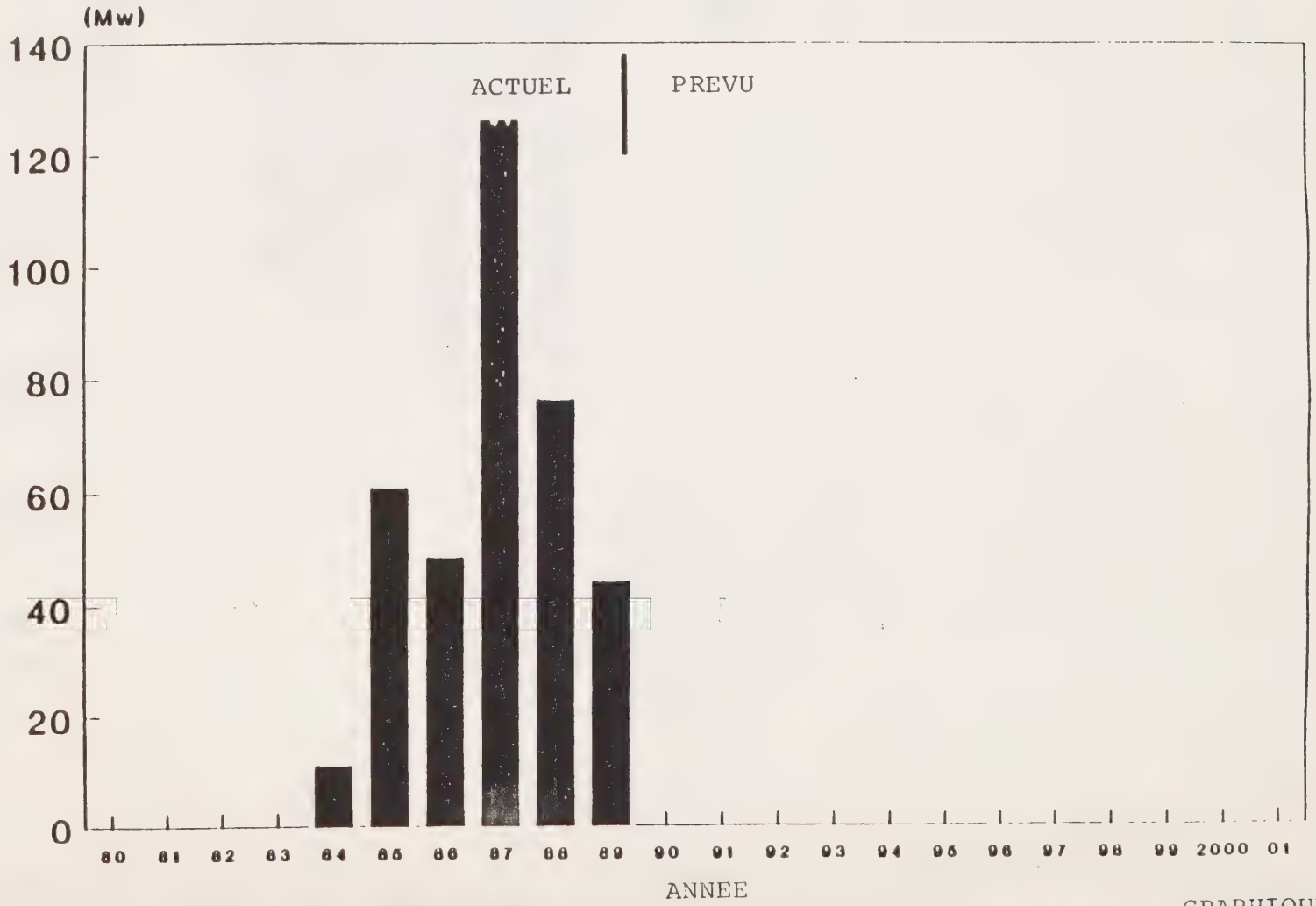
GRAPHIQUE 3

AUGMENTATION DE LA CAPACITE EN NOUVELLE-ANGLETERRE
GRACE AUX GENERATRICES NON PUBLIQUES ACTUELLES
ET PREVUES PAR CONTRAT DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE HYDRO-ELECTRIQUE



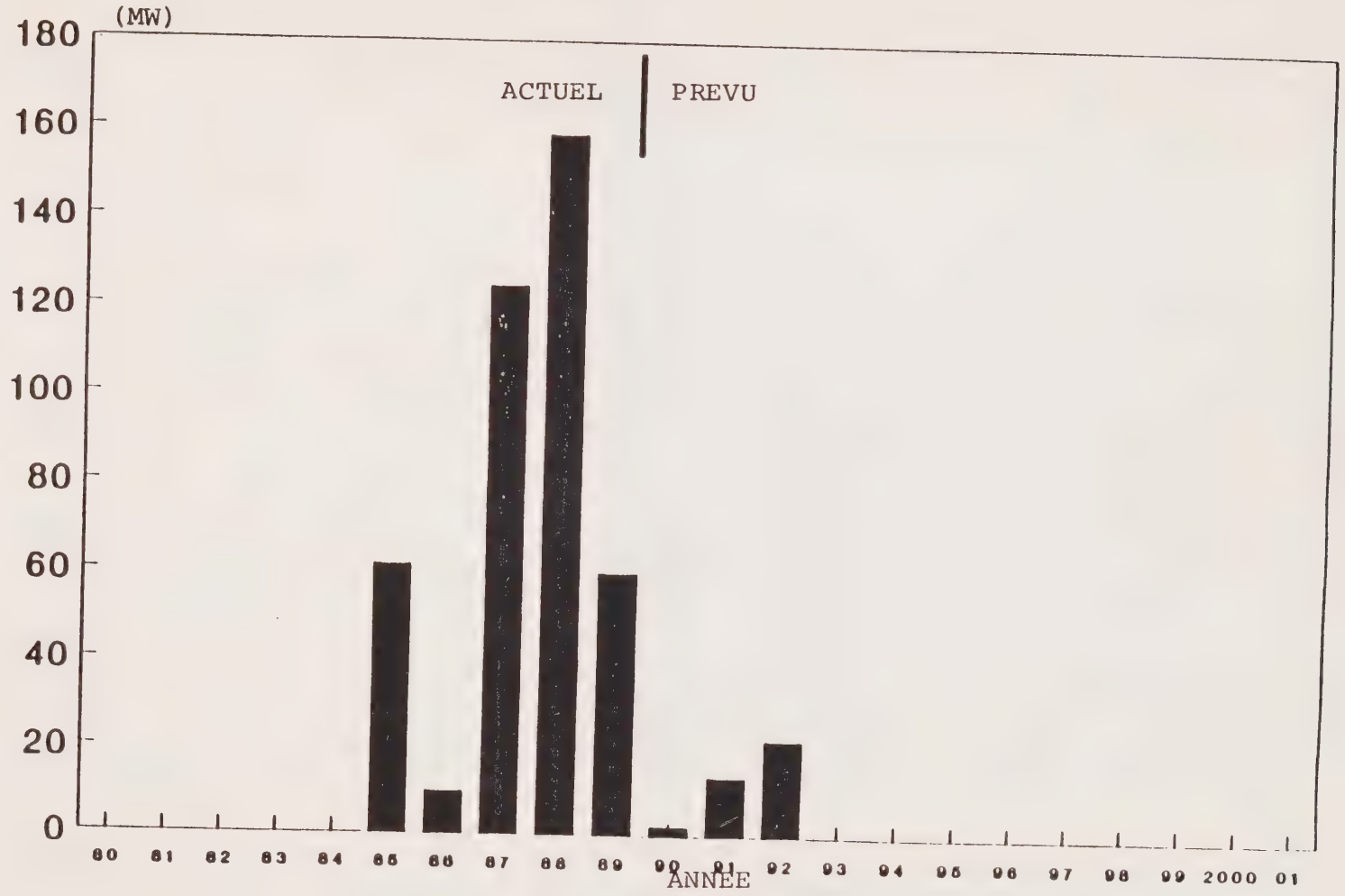
GRAPHIQUE 4

AUGMENTATION DE LA CAPACITE EN NOUVELLE-ANGLETERRE
GRACE AUX PROJETS ACTUELS ET PREVUS PAR CONTRAT DES
GENERATRICES NON PUBLIQUES DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE LIGNEUSE



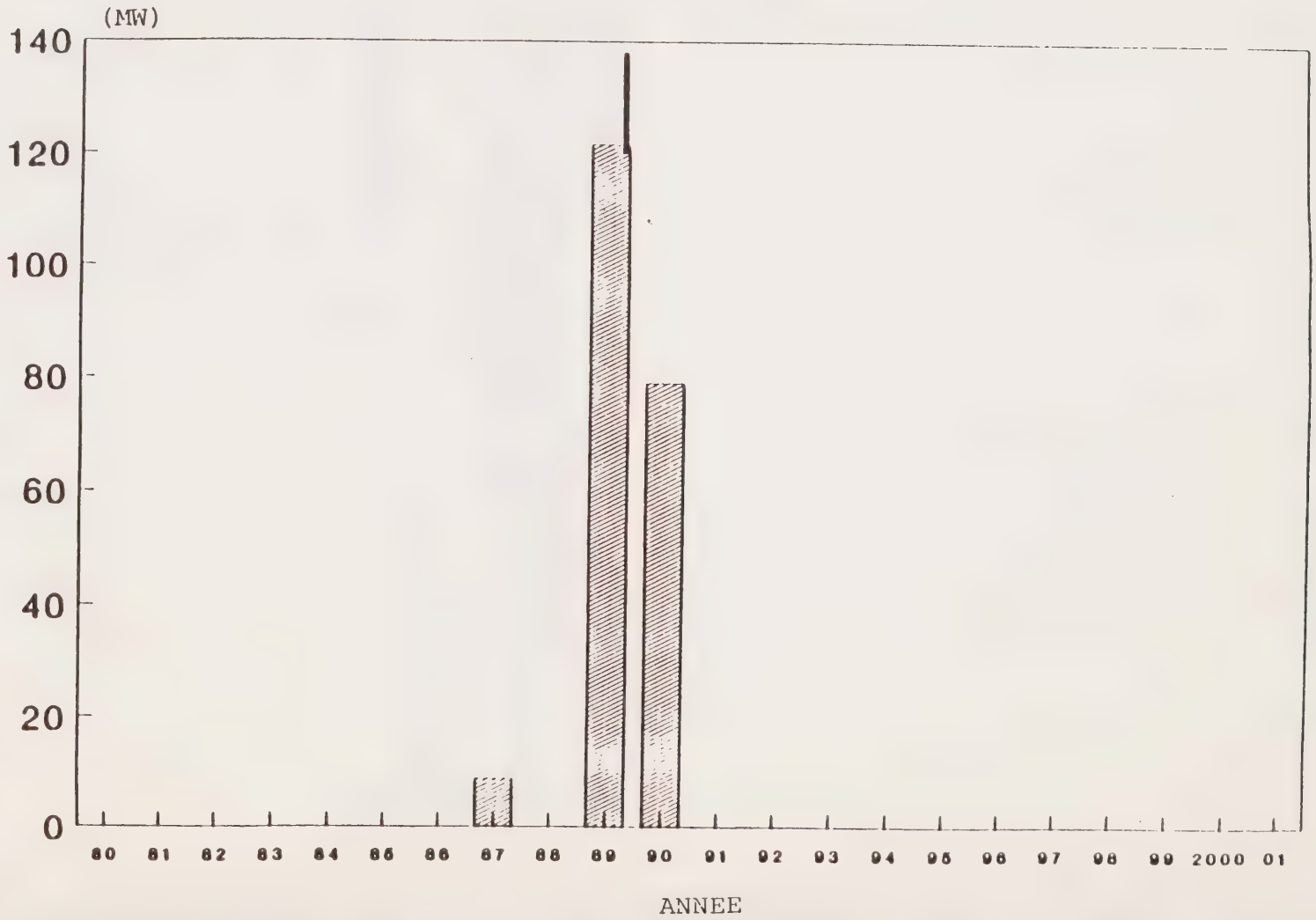
GRAPHIQUE 5

AUGMENTATION DE LA CAPACITE EN NOUVELLE -ANGLETERRE GRACE AUX PROJETS ACTUELS ET PREVUS PAR CONTRAT DES GENERATICES NON PUBLIQUES UTILISANT DES DECHETS



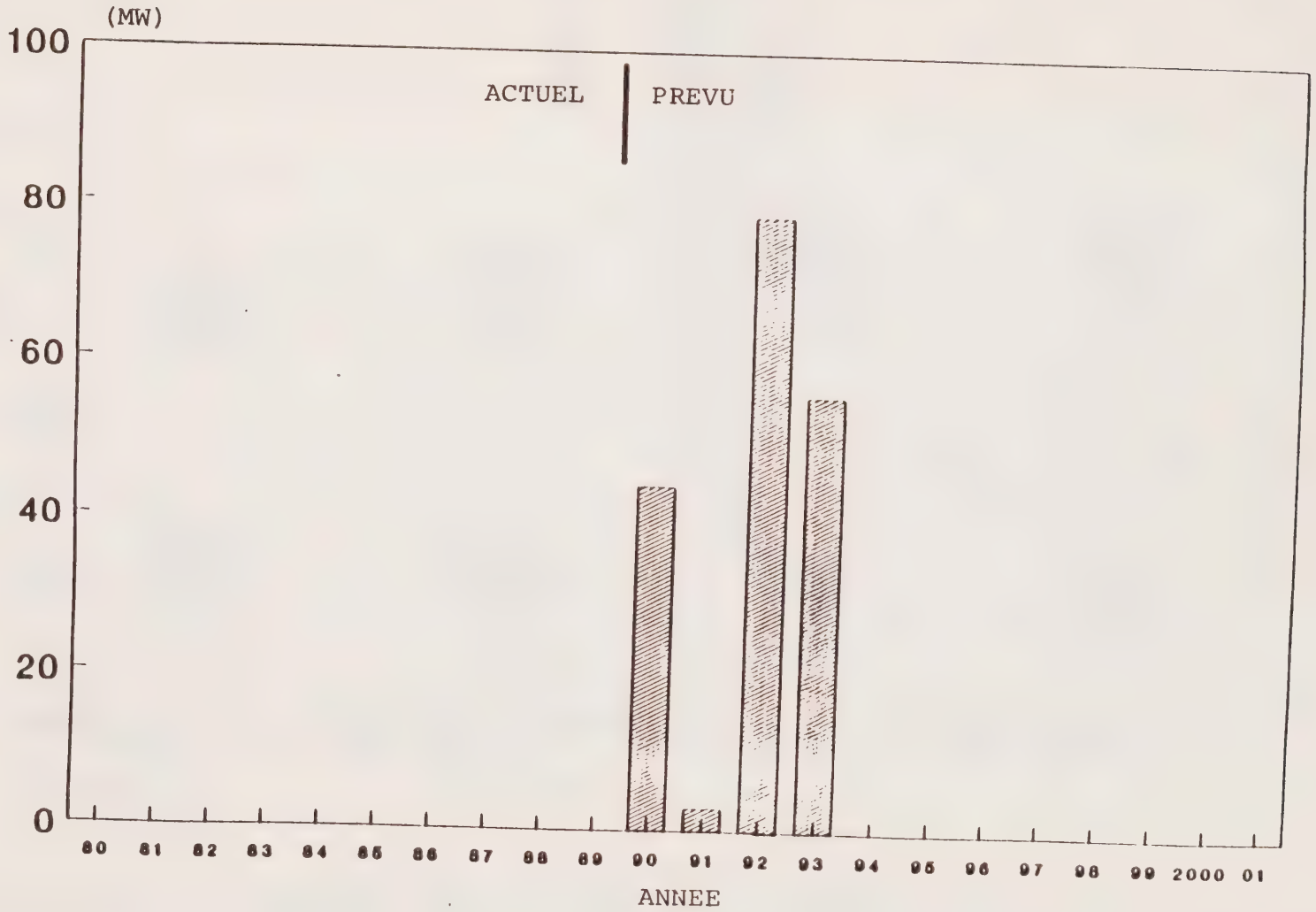
GRAPHIQUE 6

AUGMENTATION DE LA CAPACITE EN NOUVELLE-ANGLETERRE GRACE AU PROJETS ACTUELS ET PREVUS PAR CONTRAT DES GENERATRICES PUBLIQUES UTILISANT DU CHARBON



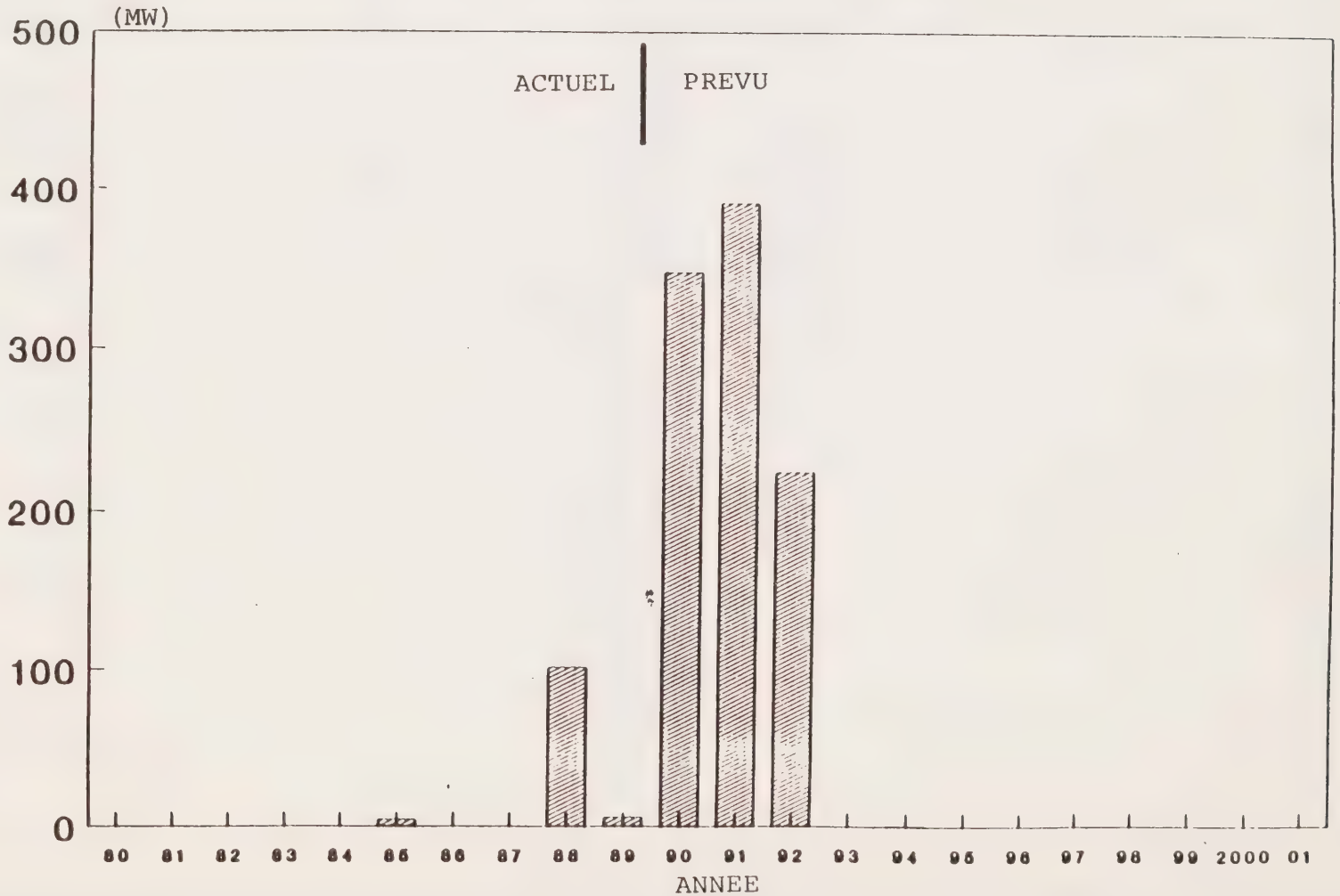
GRAPHIQUE 7

AUGMENTATION DE LA CAPACITE EN NOUVELL-ANGLETERRE
GRACE AUX PROJETS ACTUELS ET PREVUS PAR CONTRAT DES GENERATRICES NON PUBLIQUES UTILISANT LA BIOMASSE



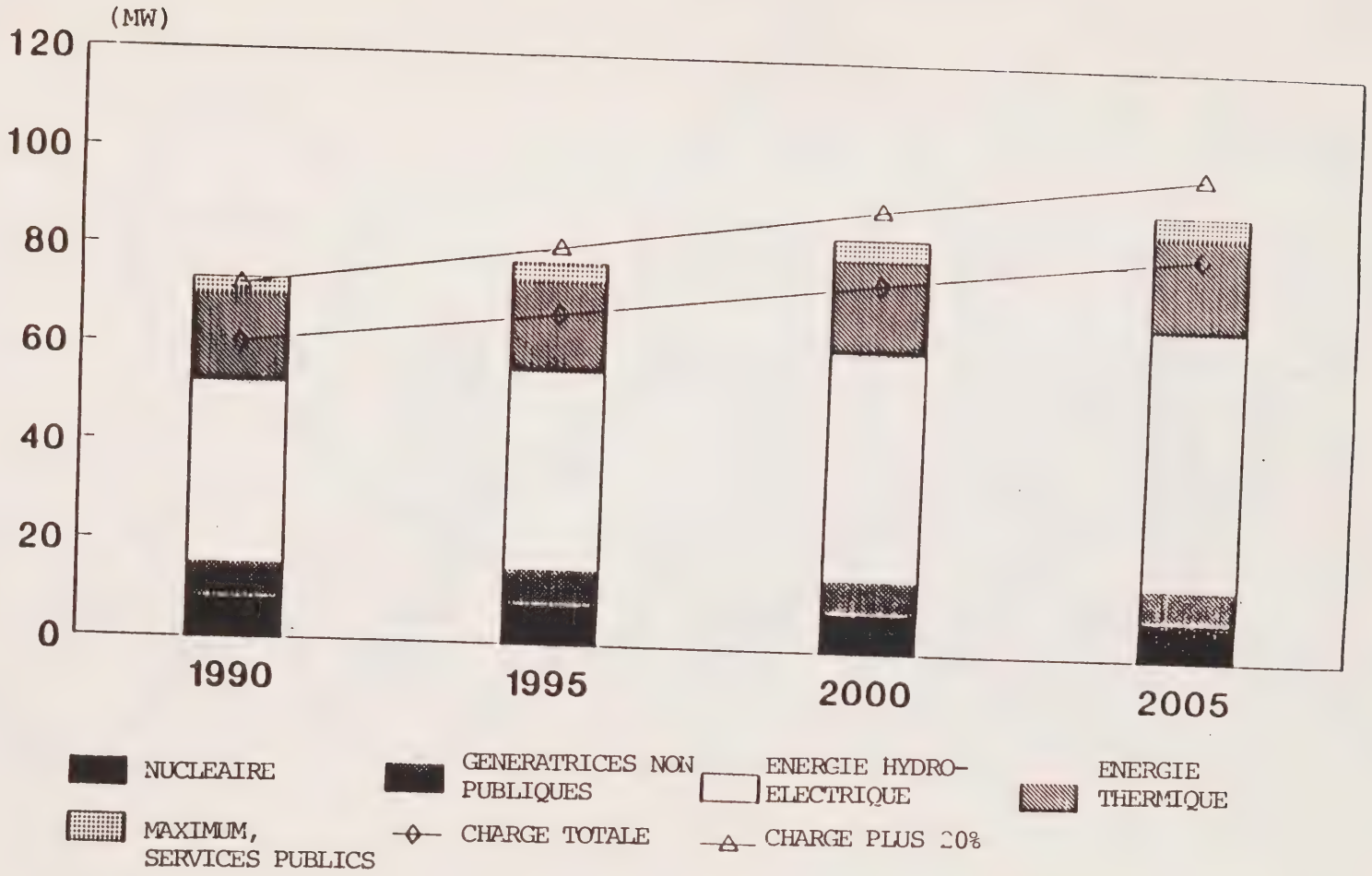
GRAPHIQUE 8

AUGMENTATION DE LA CAPACITE EN NOUVELLE-ANGLETERRE GRACE AUX PROJETS ACTUELS ET PREVUS PAR CONTRAT DES NON PUBLIQUES UTILISANT LE GAZ NATUREL



GRAPHIQUE 9

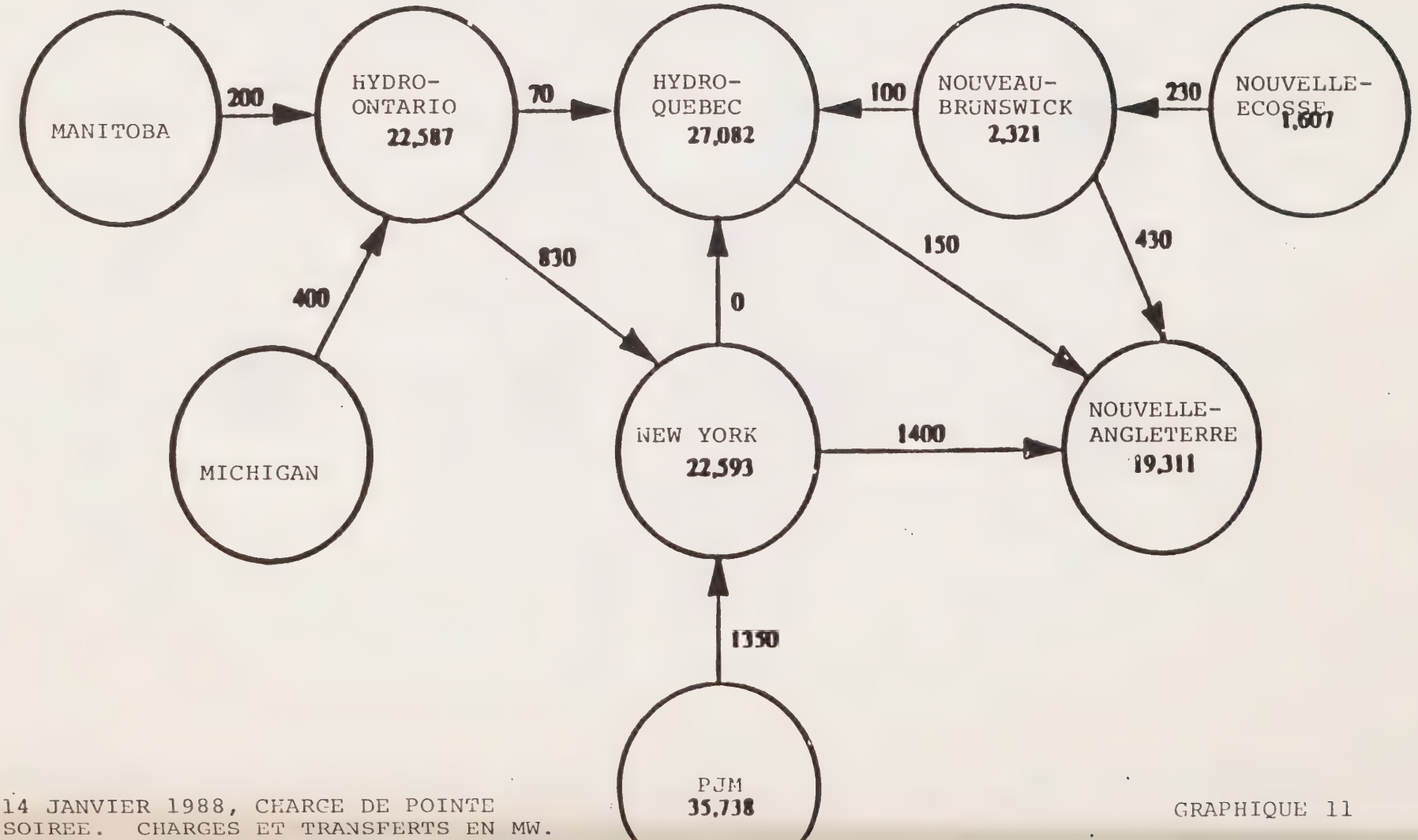
CAPACITE D'OFFRE ET DE DEMANDE TOTALE EN MATIERE D'ENERGIE ELECTRIQUE DANS LA REGION DU NORD-EST



Sources: PREVISION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE, 1988, ONE et RAPPORT CELT DE NEPOOL EN 1990

GRAPHIQUE 10

CONSEIL DE COORDINATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DU NORD-EST
ECHANGES DE CHARGES ET D'ELECTRICITE



LE 14 JANVIER 1988, CHARGE DE POINTE
EN SOIREE. CHARGES ET TRANSFERTS EN MW.

GRAPHIQUE 11

DOCUMENT: 860-256/012

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Electricity and the Environment

Joseph P. Tomain
University of Cincinnati
College of Law

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

ELECTRICITY AND THE ENVIRONMENT

Electricity and the environment is and will continue to be the important energy topic for as long as we can peer into the future. Until recently, and even now to no small extent, the terms "electricity" and "environment" were used in an uncomfortable alliance. Today, however, we can no longer afford to juxtapose these words to represent distinct ways of thinking about the future of the natural world, i.e., the energy produced from natural resources and the environmental effects of that production.

Indeed, heretofore, energy, and a fortiori electricity, and the environment were seen as distinct systems of policy and planning. That distinction will no longer serve our needs. It is my central theme today to contribute to a deconstruction, if you will allow me to be academically voguish, of that distinction and I will do so by taking you through three quotations.

Quotation One:

> Over the next decade, this country will need as much as 150,000 megawatts (MW) of new generating capacity to meet increased demand and replace old, inefficient units.
>
> * * * *
>
> To place this new capacity into perspective, we are talking in excess of $100 billion in capital financing and some $200 billion in long-term fuel supply.[1]

---

[1]Phillips, The Future of Competitive Power Generation, 125 Pub. Util. Fort. 13 (Mar. 15, 1990).

The first quotation is from Public Utilities Fortnightly and should be easy to place because of its focus on financing. Any industry worth $100 billion in capital financing and $200 billion in long-term fuel supply gets ones attention. Regardless of the precise accuracy of the billion dollar figures, let us agree that the electric utility industry is financially eye-catching. This quotation represents the dominant vision of the energy future. It also describes the dominant model of energy policymaking in developed countries generally and in the United States in particular.[2] The salient feature of the dominant vision is that current political policies, programmatic directions, and government regulations are entrenched because of long-term significant investment and institutional design.

By seeing the electric industry as a mix of fossil-fuels, nuclear energy, and alternative energy sources, in that order, the industry's future simply tracks the preceding one hundred years of electricity generation. So states the dominant model.[3]

This embeddedness lets us contextualize a little better the next quotation.

---

[2]See generally, Tomain, The Dominant Model of United States Energy Policy, ____ U. Colo. L. Rev. _____ (1990).

[3]See, e.g., Brown, Flavin & Postel, Earth Day 2030, 3 World Watch 12, 15 (Mar.-Apr. 1990):

> In both industrial and developing nations, energy production inevitably will be much more decentralized, breaking up the utilities and huge natural gas, coal and oil industries that have been a dominant part of the economic scene in the late-20th century.

Quotation Two:

> But, quite by accident, it turned out that the carbon dioxide and other gases we were producing in our pursuit of a better life -- in pursuit of warm houses and eternal economic growth and of agriculture so productive it would free most of us from farming -- could alter the power of the sun, could increase its heat. And that increase could change the patterns of moisture and dryness, breed storms in new places, breed deserts. Those things may or may not have yet begun to happen, but it is too late to altogether prevent them from happening. We have produced the carbon dioxide --we are ending nature.[4]

The second quotation may appear extreme. Yet it is the very extremity of the "end of nature" thesis that enables us to attain some perspective on our energy future. This quotation may reflect a certain pessimism depending upon how you assess Limits to Growth-like computer modelling. This position can also be seen as explicitly endorsing a radical change in culture.

---

[4]Bill McKibben, The End of Nature 48 (1989).
See also:

> "The view they put forth--that all species on earth; that the ecosystem is to be harmonized with, not dominated; that society has purposes beyond production and consumption; that greed, waste, and inequity are unnecessary and immoral; is still alive and healthy although far from politically dominant."

Meadows, The Limits to Growth Revisited in The Cassandra Conference: Resources and the Human Predicament (P. Ehrlich & J. Holdren eds. 257 (1988).

The second quotation, presenting an alternative energy future based on an ethic of stewardship and environmental sensitivity, includes conservation and increased energy efficiency and puts alternatives, especially as distinguished from fossil fuels and nuclear power, as the primary ingredients in the energy mix.

It is wrong to limit our energy future to these two visions, i.e. a continuation of the past century and an explicitly counter-cultural one. It is also wrong to assume that these two visions of our electricity future, a future made complicated by an ambiguous environmental forecast, are equal alternatives or that policy makers can choose one over the other as if both were situated on a level playing field. Rather, the dominant model has a decided edge.

The dominant model is embedded in our culture because of massive investment, public subsidies, a century of experience, and because of the existence of perplexing questions about future environmental uncertainties. Any alternative vision, including an End of Nature hypothesis, carries the heavy burden of overcoming this embeddedness. In no small part, choosing an alternative requires policy makers to make in Kenneth Boulding's terminology heroic, i.e. financially risky policy choices and strategic decisions.

Saying that these two choices do not compete on a level playing field because of historical and financial constraints does not delve deeply enough into the structure of the present predicament. At a deeper level, the two visions are incompatible because they represent strikingly different versions of an energy future and each is expressed in strikingly different languages.[5] Until the 1980s, energy law and policy, and

---

[5]The next three paragraphs are adapted from Tomain, A Legal Perspective on the Nuclear Option: The American Experience in J. Saunders, The Legal Challenge of

environmental law and policy, utilized qualitatively different languages, and, not surprisingly, developed qualitatively different policies and programs. Energy law and policy relied, and continue to rely, on the neo-classical version of the microeconomic model. With this model, supply and demand and price drive policy-makers. In other words, the market is the policy stimulus and the ideal. The traditional vision can function only with hard, positive, quantifiable data which can be easily translated into costs. Environmental law and policy, by contrast, were initially based on an ethos of stewardship. Spaceship Earth was seen as a fragile complex of ecosystems, the protection of which was placed in human hands. Consequently, the development and analysis of environmental laws and policies resisted the hard quantifiable world of economic analysis, even of the loose cost-risk-benefit variety. Instead, environmental analysts and policy-makers relied on "softer" political variables such as equity, safety, preservation, and conservation, which do not lend themselves well to quantification.

The economic downturn of the late 1970s and early 1980s, and the future threats posed by global climatic shifts and changes in world markets, challenge both energy and environmental policy-makers. Neither can proceed with business as usual. Energy policy-makers must anticipate the long-term and social costs (environmental and health, inter alia) associated with large-scale projects, even as they set policy for short- and medium-term energy needs. Likewise, environmental policymakers must factor into their more ambitious programs the short- and medium-term energy needs of active and productive national economies.

Sustainable Development 217, 233-34 (1990).

One senses that energy and environmental policy-makers are beginning to talk to each other rather than continuing to treat each other as adversaries. Indeed, the third quotation I have contains the seeds of dialogic reconciliation between energy and environmental advocates.

Quotation Three:

> Technological ingenuity can dramatically reduce the amount of energy required to provide a given level of goods and services, simultaneously cutting down on energy-driven problems. Investments in energy efficiency can help us reduce fossil-fuel demand without sacrificing economic growth. Application of existing efficiency technologies can save investment capital, buy time for the development of new supply technologies and ultimately make it possible to provide a higher level of goods and services at a given level of energy consumption.[6]

This quotation, from a recent article in Scientific American, is called the "sustainable development" model. In a real sense, it merges the "traditional" and the "end of nature" models. The sustainable development[7] model is more politically sensitive and

---

[6]Gibbons, Blair, & Gwin, Strategies for Energy Use, 261 Scientific American 136 (Sept., 1989).

[7]"Sustainable development" has been defined as a policy or program that "meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs." World Commission on Environment and Development, Our Common Future 8 (1987).

asks more technically difficult questions of economists. The common language spoken by energy and environmental policymakers will look to safety, intergenerational effects, democratic political participation, and environmental care as much as it looks to efficiency, productivity, and wealth creation. The common language will be a rich language of political economy rather than a narrow language of either the short-term satisfaction of individual needs (economics) or the long-term creation of utopias (politics). Both extremes are likely to fail. The great promise of sustainable development is that it can serve as the bridge between these two formerly isolated worlds, and that energy production and environmental protection can reach a common ground through the common language of sustainable development.

My sense is that once policy makers recognize the different vocabularies with their separate attendant parameters and goals, then maybe their recognition can either lead to good and valuable heroic choices or, at a minimum, lead to a pragmatic, useful, and important reconciliation of the competing values of each model. Even deeper than the language that distinguishes these visions is a question about culture. It is a question from which mainstream thinkers and policy makers shy away. That question is: Does the choice of a new energy/environmental vision necessitate a change in life style? This is the cultural question.[8] It is the cultural question that makes decisionmakers hesitate before they adopt alternatives. The dominant vision promises wealth creation, economic efficiency, and energy production for a healthy society. The <u>end of nature</u> vision

---

[8]William Ruckelshaus says that the cultural shift toward sustainability is of the magnitude of the agricultural revolution and the industrial revolution and differs from both because it entails a conscious policy choice. Ruckelshaus, Toward a Sustainable World, 261 Sci. Am. 166, 167 (Sept., 1989).

promises an equitable distribution of goods, environmental protection, and ecological sensitivity. The sustainable development vision promises a melding of all of these.

Consequently, "choosing an energy strategy inevitably means choosing an environmental strategy."[9] Regardless of which of the three visions I have described is personally appealing or even appealing as a public policy preference there are certain parameters with which energy decisionmakers and policymakers must concern themselves. I will start with the obviously ridiculous and migrate to the not so subtly sublime.

First Proposition: Societies need energy most likely in increasing quantities.

Second Proposition: The environmental consequences of the traditional path are not attractive.

Third Proposition: Propositions One and Two can be reconciled through fuel mixing.

Fourth Proposition: A realistic energy scenario consists of fuel mixing using conventional and alternative resources including conservation and increased energy efficiencies.

It would not be difficult to generate a list of corollaries such as "fuel-mixing" will be market driven; and/or a transition from the traditional model to another will require

---

[9]World Commission on Environment and Development, Our Common Future 168 (Oxford, Oxford Univ. Press, 1987). See also, Cooper, Global Climate Change: A Challenge to International Governance (Queenstown, Md., The Aspen Institute, 1990).

government involvement; and/or a satisfactory transition must include reliable forecasting and certain risk taking.

Eliminating the academic models and abstractions yields concrete proposals for an electricity future such as:

1) Reduce price and entry regulations.[10]

2) Eliminate cost-based (historic) rate setting in favor of more competitively set rates (auction or avoided cost).

3) Impose a carbon tax in some form.[11]

4) Reorder the priority of fuel in the mix.

5) Reassess the role of nuclear power including the size and design of new plants.[12]

6) Increase use of alternative sources to produce electricity including solar; geothermal; biomass; wind; small hydropower photovoltaic solar cells.[13]

7) Increase conservation and energy efficiency.

---

[10]See generally, J. Plummer & S. Troppmann, (eds.) Competition in Electricity: New Markets & New Structures (Arlington, Public Utilities Reports, Inc. and Palo Alto, QED Research Inc., 1990).

[11]Flavin, Slowing Global Warming in L. Brown (ed.), State of the World: 1990 17, 27-28 (1990).

[12]See, Golay & Todreas, Advanced Light-Water Reactors, 262 Sci. Am. 82 (April, 1990) (discusses new designs with "possible" safety features of 600 MW or less).

[13]See notes 5-10.

Let me close with a final quotation which evinces an emerging commitment to sustainable development:

> Sustainability is the nascent doctrine that economic growth and development must take place, and be maintained over time, within the limits set by ecology in the broadest sense -- by the interrelations of human beings and their works, the biosphere and the physical and chemical laws that govern it. The doctrine of sustainability holds too that the spread of a reasonable level of prosperity and security to the less developed nations is essential to protecting ecological balance and hence essential to the continued prosperity of wealthy nations. It follows that environmental protection and economic development are complementary rather than antagonistic processes.[14]

The author of this quotation, William Ruckelshaus, knows from whence he speaks. As former EPA administrator now Chair of Browning-Ferris Industries he recognizes that the merger of energy production (also read economic development) and environmental protection are neither antithetical policies nor abstract concepts. Rather, their potential for fusion exists today and is necessary for the world to prosper tomorrow.

Thank You

---

[14]Ruckelshaus, Toward a Sustainable World, 261 Sci. Am. 166, 167 (Sept., 1989).

DOCUMENT : 860-256/012

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

L'électricité et l'environnement

Joseph P. Tomain
Université de Cincinnati
École de droit

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

L'ÉLECTRICITÉ ET L'ENVIRONNEMENT

Aussi loin que nous puissions scruter l'avenir, l'électricité et l'environnement demeureront des éléments importants sur le plan énergétique. Jusqu'à tout récemment et encore souvent, on réunissait difficilement les mots "électricité" et "environnement". Aujourd'hui, toutefois, nous ne pouvons plus nous permettre de juxtaposer ces mots pour traduire des façons différentes d'entrevoir l'avenir de la nature, c'est-à-dire d'une part l'énergie produite avec les ressources naturelles et, d'autre part, les répercussions de cette production sur l'environnement.

En réalité, jusqu'à présent l'énergie, et à plus forte raison l'électricité, et l'environnement étaient considérés comme des systèmes faisant appel à des politiques et une planification distinctes. Or, cette distinction ne répond plus aux besoins actuels. Le but central de mon allocution sera, pour employer un cliché universitaire, de contribuer à éliminer cette distinction et je me servirai à cette fin de trois citations.

La première citation :

> (Traduction)
> "Au cours de la prochaine décennie, ce pays devra être en mesure de produire jusqu'à

150 000 mégawatts (MW) de plus pour répondre à la demande croissante et permettre de remplacer les vieilles centrales inefficaces.

* * * *

Pour nous faire une idée de l'importance de cette nouvelle capacité, signalons que les besoins de capitaux dépasseront 100 milliards de dollars et que la valeur à long terme de l'approvisionnement en carburant sera de quelque 200 milliards de dollars."[1]

La première citation est tirée du Public Utilities Fortnightly et elle devrait être facile à expliquer parce qu'elle met l'accent sur le financement. N'importe quelle industrie qui justifie des injections de capitaux de 100 milliards de dollars et qui représente des approvisionnements de carburant à long terme de 200 milliards de dollars mérite qu'on s'y intéresse. Quel que soit le degré d'exactitude du chiffre cité, convenons que l'industrie des services d'électricité frappe l'imagination par son importance financière. Cette citation traduit la vision dominante de l'avenir dans le secteur de l'énergie. Elle reflète en outre le principal modèle servant à élaborer les politiques énergétiques dans les pays industrialisés en général et aux

---

[1]Phillips, The Future of Competitive Power Generation, 125 Pub. Util. Fort. 13 (Le 15 mars 1990).

États-Unis en particulier.[2] Le fait saillant de la vision dominante est le caractère figé des décisions issues du processus politique, des orientations des programmes, et des règlements gouvernementaux en raison de l'importance des investissements à long terme et du caractère des institutions.

Parce qu'on considère l'industrie de production d'électricité comme étant, dans l'ordre, le fruit de l'exploitation d'une variété de combustibles fossiles, de l'énergie nucléaire et de sources d'énergie de rechange, l'industrie est condamnée au chapitre de la production d'électricité, à un avenir copié sur l'évolution des cent dernières années. Ainsi le veut le modèle dominant.[3]

Essayons de mieux comprendre le rapport entre cette contrainte et la prochaine citation.

---

[2]Voir en général, Tomain, The Dominant Model of United States Energy Policy, ____ U. Colo. L. Rev. ____ (1990).

[3]Voir par exemple, Brown, Flavin, et Postel, Earth Day, 2030, 3 World Watch 12, 15 (mars et avril 1990):

> "On assistera inévitablement, tant dans les pays industrialsés que dans ceux en voie de développement, à une décentralisation beaucoup plus grande de la production d'énergie qui entraînera le démantèlement des services publics et des énormes industries d'exploitation du gaz naturel, du charbon et du pétrole qui étaient des intervenants majeurs sur la scène économique à la fin du XXe siècle.

Deuxième citation :

(Traduction)

"Or, il advint, en grande partie par accident, que le gaz carbonique et les autres gaz issus de notre recherche d'une vie meilleure, soit de maisons plus chaudes, d'une croissance économique perpétuelle et d'une agriculture si productive que, pour la plupart, nous n'avons plus besoin de cultiver la terre, eurent comme résultat la <u>possibilité</u> d'accroître la puissance calorifique du rayonnement solaire. Cette hausse de température <u>risque</u> de modifier le rapport l'humidité et la sécheresse, de provoquer des orages à de nouveaux endroits et de créer des déserts. Ces événements n'ont pas tous commencé à se manifester, mais il est trop tard pour les empêcher tous.

Nous avons produit du gaz carbonique et nous contribuons à détruire la nature."[4]

Ce deuxième extrait peut sembler alarmiste. Néanmoins, la perspective extrême d'une "destruction de la nature" nous permet de situer dans un juste contexte nos besoins énergétiques futurs. Cet extrait peut traduire une certaine dose de pessimisme selon l'importance qu'on accorde au modèle informatisé de limitation de la croissance. On peut également interpréter cette position comme un appui évident à une transformation radicale de notre comportement.

La deuxième citation présente une autre version de l'avenir énergétique dans l'optique d'une déontologie de l'intendance et d'une conscience de l'environnement faisant appel à la conservation et à une plus grande efficacité énergétique. Elle propose des sources d'énergie de remplacement autres que les combustibles fossiles et l'énergie nucléaire comme premiers ingrédients dans la consommation énergétique.

---

[4]Bill McKibben, The End of Nature 48 (1989).
Voir également :
"L'idée mise de l'avant qu'il faut en arriver à une harmonie entre toutes les espèces vivant sur terre et avec l'écosystème plutôt qu'à une domination sur ces éléments, que la société doit avoir d'autres buts que la production et la consommation, que l'avidité, le gaspillage et l'injustice sont inutiles et immoraux est toujours valable et belle, mais elle est loin de constituer une préoccupation politique majeure."
Meadows, "The Limits to Growth Revisited dans The Cassandra Conference: Resources and the Human Predicament (P. Ehrlich et J. Holdren, éditeurs, 257 (1988).

On commettrait une erreur en limitant notre avenir sur le plan énergétique à ces deux visions, l'une consistant à poursuivre ce qui s'est fait au siècle dernier et l'autre à aller à contre-courant de notre culture. Il est également faux de prétendre que ces deux théories de la consommation future d'électricité, que compliquent des prévisions environnementales ambiguës, sont sur un pied d'égalité et que les décideurs peuvent retenir autant l'une que l'autre. Il faut plutôt avouer que le modèle dominant a un avantage certain.

Le modèle dominant impreigne notre culture à cause des investissements massifs, des subventions publiques, d'un siècle d'expérience, et des doutes au sujet de la conjoncture environnementale future. Toute solution de rechange, y compris l'hypothèse de la destruction de la nature, doit lutter contre ces schèmes bien ancrés. Le choix d'autres formules exige dans une grande mesure, pour employer les mots de Kenneth Boulding, que les décideurs aient le courage de prendre des décisions stratégiques, c'est-à-dire qui peuvent comporter des risques financiers.

Or, il ne suffit pas, dans le contexte difficile actuel, d'affirmer que les deux possibilités ne peuvent être comparées en raison de contraintes historiques et financières. Si l'on pousse l'étude plus loin, on constate que les deux visions sont incompatibles parce qu'elles présentent deux versions entièrement

différentes de l'avenir énergétique exprimées en des mots irréconciliables.[5] Jusqu'au début des années 1980, les lois et politiques relatives à l'énergie et les lois et politiques relatives à l'environnement employaient des arguments radicalement opposés. Il n'est donc pas surprenant qu'elles aient débouché sur des politiques et des programmes dissembables. Les lois et politiques énergétiques s'inspiraient et s'inspirent toujours de la version néo-classique du modèle micro-économique à l'intérieur duquel les décideurs prennent en compte des considérations d'offre, de demande et de prix. En d'autres mots, le marché détermine les politiques et il est l'élément de référence idéal. Cette formule traditionnelle ne fonctionne qu'en se servant de données concrètes, positives et quantifiables qu'on peut facilement traduire en coûts. Par contre, les lois et politiques relatives à l'environnement s'inspiraient au départ du principe de l'intendance. La planète Terre était considérée comme un ensemble complexe d'écosystèmes qu'il incombait aux êtres humains de protéger. Par conséquent, l'élaboration et l'analyse des lois et politiques relatives à l'environnement a résisté aux études économiques pures et dures et même aux études les plus bénignes qui s'intéressent aux coûts, aux risques et aux avantages. Les analystes et auteurs des politiques environnementales ont préféré se fier à des facteurs politiques

---

[5]Les trois prochains paragraphes sont inspirés de Tomain, A Legal Perspective on the Nuclear Option: The American Experience in J. Saunders, The Legal Challenge of Sustainable Development 217, 233-34 (1990).

plus souples, par exemple la justice, la sécurité, la protection et la conservation qui peuvent difficilement être quantifiées.

Le ralentissement économique de la fin des années 70 et du début des années 80 ainsi que les menaces que représentent pour l'avenir les changements climatiques à l'échelle de la planète et l'évolution des marchés mondiaux constituent un défi tant pour les décideurs des secteurs énergétique qu'environnemental. Ni l'un ni l'autre groupe ne peut continuer comme s'il ne s'était rien passé. Les décideurs énergétiques doivent prévoir les coûts sociaux (incidences environnementales et sur la santé entre autres) et à long terme des projets de grande envergure même lorsqu'ils définissent la politique en fonction de besoins énergétiques à court et à moyen terme. Par ailleurs, les décideurs environnementaux doivent tenir compte, dans leurs programmes les plus ambitieux, de l'approvisionnement énergétique nécessaire à court et moyen terme pour soutenir des économies nationales actives et productives.

On sent que les décideurs énergétiques et environnementaux ont commencé à se parler plutôt que de se considérer comme des adversaires. À vrai dire, ma troisième citation contient les germes d'une réconciliation fondée sur un dialogue entre les défenseurs de l'énergie et ceux de l'environnement.

Troisième citation :

(Traduction)

"L'ingéniosité technologique peut réduire considérablement la quantité d'énergie indispensable pour assurer un certain niveau de biens et de services en atténuant parallèlement les problèmes que suscite l'énergie. Les investissements au chapitre de l'efficacité énergétique peuvent contribuer à réduire la demande de combustibles fossiles sans sacrifier la croissance économique. Le recours aux technologies actuelles favorisant l'efficacité peut permettre d'économiser des capitaux d'investissements, de gagner du temps afin de mettre au point de nouvelles technologies d'approvisionnement et, enfin de compte, d'offrir plus de biens et de services en maintenant la consommation d'énergie au même niveau."[6]

Cette citation, tirée d'un article paru récemment dans le Scientific American, décrit le modèle du "développement durable".

---

[6]Gibbons, Blair, et Gwin, Strategies for Energy Use, 261 Scientific American 136 (sept., 1989).

Celui-ci fusionne réellement le modèle "traditionnel" et celui de la "destruction de la nature". Toutefois le modèle du développement durable[7] soulève des questions délicates au niveau politique et pose des problèmes techniques plus difficiles à résoudre aux économistes. Les préoccupations communes des décideurs énergétiques et environnementaux porteront sur la sécurité, les incidences pour les générations futures, la participation démocratique au processus politique, et la protection de l'environnement autant que sur l'efficacité, la productivité et la production de la richesse. Le langage commun sera enrichi d'éléments d'économie politique et ne se contentera plus de satisfaire les besoins individuels à court terme (économie) ou de débiter des utopies à long terme (politique). Les deux extrêmes sont voués à l'échec. Le principal mérite du développement durable est de servir de pont entre deux secteurs antérieurement isolés pour permettre à la production énergétique et à la protection de l'environnement de trouver un terrain d'entente par le truchement d'une même recherche du développement durable.

Mon opinion est que lorsque les décideurs accepteront le point de vue différent de l'autre partie avec les paramètres et objectifs précis qu'il comporte, on pourra alors évoluer soit

---

[7]Le développement durable a été défini comme une politique ou un programme qui répond aux besoins actuels sans compromettre l'aptitude des générations futures à répondre à leurs propres besoins. Commission mondiale sur l'environnement et le développement, Notre avenir à tous 8 (1987).

vers des choix valables et méritoires ou tout au moins vers un rapprochement pragmatique, utile et important des valeurs opposées que comporte chaque modèle. L'élément culturel beaucoup plus que le langage est responsable de la contradiction entre ces deux visions. Les principaux théoriciens et décideurs actuels évitent d'aborder cette question qui peut être posée ainsi : L'adoption d'une nouvelle vision énergétique/environnementale ne peut-elle se faire qu'au prix d'une modification du mode de vie? Là se trouve l'élément culturel[8]. Celui-ci rend les décideurs hésitants à adopter des solutions de rechange. La vision dominante promet la création de la recherche, l'efficacité économique et la production d'énergie pour une société vigoureuse. La vision de la destruction de la nature promet une distribution équitable des biens, la protection de l'environnement et une sensibilité à l'écologie. Le développement durable promet de réunir tous ces éléments.

Par conséquent, "(traduction) le choix d'une stratégie énergétique entraîne inévitablement le choix d'une stratégie environnementale."[9] Quelle que soit celle des trois orientations

---

[8]William Ruckelshaus affirme que l'orientation de notre culture vers le développement durable aura des effets aussi importants que la révolution agricole et la révolution industrielle et qu'elle se distingue de ces deux dernières parce qu'elle exige un choix délibéré de politiques. Ruckelshaus, Toward a Sustainable World, 261 Sci. Am. 166, 167 (sept., 1989).

[9]Commission mondiale sur l'environnement et le développement, Notre avenir à tous 168 (Oxford, Oxford Univ. Press, 1987). Voir également Cooper, Global Climate Change: A Challenge to International Governance (Queenstown, Md., The Aspen

décrites qui apparaît la plus attrayante à chacun de nous sur le plan politique, les décideurs doivent se préoccuper de certains paramètres. Je commencerai par les affirmations les plus manifestement ridicules pour finir avec celles qui sont franchement utopiques.

Première proposition : Il est fort probable que les sociétés aient besoin de plus en plus d'énergie.

Deuxième proposition : Les conséquences de la démarche traditionnelle pour l'environnement n'ont rien d'attrayant.

Troisième proposition : On peut concilier les propositions 1 et 2 en ayant recours à une variété de combustibles.

Quatrième proposition : Un programme énergétique réaliste consisterait à utiliser une variété de carburants composée de sources classiques et de remplacement assortie de mesures de conservation et d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Il serait facile de formuler une liste de corollaires, par exemple que l'éventail de carburants sera dicté par le marché, que l'intervention des gouvernements sera nécessaire pour assurer le passage du modèle traditionnel à un autre modèle, ou que la

---

Institute, 1990).

transition ne sera satisfaisante que si elle repose sur un modèle de prévision fiable et si elle comporte certains risques.

Lorsqu'on élimine les modèles et les abstractions théoriques, on se retrouve avec des propositions complètes concernant l'avenir de l'électricité :

(1) Réduire la réglementation touchant les prix et l'importation.[10]

(2) Remplacer la méthode traditionnelle d'établissement du prix en fonction du coût par des prix dictés davantage par la concurrence (vente aux enchères ou coût évité).

(3) Imposer une taxe quelconque sur le gaz carbonique.[11]

(4) Modifier le degré de priorité du pétrole parmi l'éventail de combustibles.

(5) Réévaluer le rôle de l'énergie nucléaire, y compris l'ampleur et la forme des nouvelles centrales.[12]

---

[10]Voir généralement, J. Plummer et S. Troppmann, (éditeurs) Competition in Electricity: New Markets & New Strutures (Arlington, Public Utilities Reports, Inc. and Palo Alto, QED Research Inc., 1990).

[11]Flavin, Slowing Global Warming dans L. Brown (éditeur), State of the World: 1990 17, 27-28 (1990).

[12]Voir Golay & Todreas, Advanced Light-Water Reactors, 262 Sci. Am. 82 (avril 1990) (examine de nouveaux plans et dispositifs de sécurité "possibles" pour des centrales de 600 MW

(6) Faire davantage appel à des sources de remplacement, notamment l'énergie solaire, l'énergie géothermique, la biomasse, l'énergie éolienne, et les petites cellules solaires photovoltaïques, pour produire de l'électricité.[13]

(7) Améliorer la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique.

Permettez-moi de terminer avec une dernière citation qui justifie l'engagement nouveau à l'égard du développement durable :

(Traduction)
"Le développement durable est une nouvelle doctrine voulant que la croissance et le développement économiques soient des phénomènes permanents qui doivent tenir compte des limites imposées par l'écologie dans son sens le plus large, soit les rapports entre les êtres humains et leurs oeuvres, la biosphère et les lois physiques et chimiques qui régissent cette dernière. La doctrine du développement durable affirme en outre que la transmission d'un

---

au maximum).

[13]Voir les notes 5 à 10.

niveau de prospérité et de sécurité raisonnable aux pays en voie de développement est indispensable à la protection de l'équilibre écologique et, par voie de conséquence, à la prospérité continue des pays riches. On peut donc en conclure que la protection de l'environnement et le développement économique ne sont pas contradictoires mais complémentaires."[14]

L'auteur de cette citation, William Ruckelshaus sait de quoi il parle. En tant qu'ancien administrateur de l'EPA et de président actuel de Browning-Ferris Industries, il est conscient que la fusion de la production énergétique (synonyme de développement économique) et de la protection de l'environnement n'est ni une antithèse ni un concept abstrait. Les possibilités de fusion existent déjà et cette dernière est indispensable pour assurer la prospérité mondiale de demain.

Je vous remercie

---

[14]Ruckelshaus, Toward A Sustainable World, 261 Sci. Am. 166, 167 (sept., 1989).

DOCUMENT: 860-256/013

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Electricity Regulation

Dr. John A. Anderson
Executive Director
Electricity Consumers Resource Council
Washington, D.C.

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

PRESENTATION BY

DR. JOHN A. ANDERSON

at

9th Annual Energy Roundtable

Sponsored By The

Conference Of New England Governors & The

Eastern Canadian Premiers Through The

Northeast International Committee

On Energy (NICE)

Halifax, Nova Scotia

April 26, 1990

ELCON

ELECTRICITY CONSUMERS RESOURCE COUNCIL

PRESENTATION BY
DR. JOHN A. ANDERSON
AT
9TH ANNUAL ENERGY ROUNDTABLE
SPONSORED BY THE
CONFERENCE OF NEW ENGLAND GOVERNORS AND THE
EASTERN CANADIAN PREMIERS THROUGH THE
NORTHEAST INTERNATIONAL COMMITTEE ON ENERGY (NICE)
HALIFAX, NOVA SCOTIA
APRIL 26, 1990

I. INTRODUCTION

It is a real opportunity to appear before you today to discuss electricity regulation.

At the outset, I want to emphasize that ELCON is a consumer group -- an association of large industrial consumers of electricity. Our members have facilities in most of the 50 states and many foreign countries. Our members produce a wide range of products, including steel, chemicals, petroleum, industrial gases, glass, motor vehicles, electronics, appliances, textiles and food. Our 21 companies consume nearly five percent of all of the electricity in the United States. A Fact Sheet describing our purpose and fundamental principles is attached.

Many of the ELCON member companies generate and cogenerate large quantities of power. Notwithstanding this fact, I emphasize that ELCON is a consumer group. Our members buy far more electricity than they produce.

Our members need an adequate and reliable electricity supply. However, they must be able to purchase it. Thus, they have a deep and continuing interest in electricity issues which have the potential to significantly impact either the price or reliability of the electricity supply.

II. BACKGROUND

ELCON member companies are very large producers of goods and services. Thus, they also are very large purchasers of raw materials and semi-finished goods, including electricity.

Industrial companies, including the ELCON members, operate in increasingly competitive markets -- both regarding the purchase and sale of inputs and products. They know the power of competition. They know that competition drives prices down to the lowest level possible. They know that competition -- true competition -- will not allow inefficient operations to continue.

More efficient producers will undercut and replace less efficient producers. True competition wi allow neither the existence of unnecessary costs nor preferential treatment for some customer Customers with options will buy from producers that don't overcharge or discriminate.

Our members believe that competition is coming to the electric industry -- at least on th generating side. ELCON members look favorably on increased competition as a way to move th industry to more efficient operation. I emphasize, we are not advocating deregulation. Rathe we see increased competition as a way to help achieve increased efficiency in the industry.

We look favorably on increased competition with caution. Efficiency gains will be achieve only if there are gains in real competition. Increases in the number of corporate owners c generators alone may not increase the level of competition -- especially if the "new" entrants ar utility affiliates that are not kept at "arms length" either by competition or by regulation.

Additionally, customers may not benefit, even if a larger number of sellers drives a increase in production efficiency, as long as the market is characterized by a single buyer. As lon as electric utilities control transmission, they can (and often do) limit the number of potentia buyers to one -- themselves. The lack of transmission access lets a vertically-integrated utility us its transmission system -- less than 10 percent of its total investment -- to shield its generation more than 50 percent of its total investment -- from competitive forces. Such a market structur allows the utility to capture, rather than flow-through, benefits of increased efficiency.

Increased real competition requires transmission access. Transmission can increase both the number of buyers and sellers. Transmission gives independent generators the ability to sel power in markets where it is most needed. Transmission allows wholesale customers to buy from the most efficient producers.

III. REGULATORY OBJECTIVES

With these introductory thoughts in mind, I point out three broad goals that I believe should guide regulators in the future. They are: (A) Adequacy and Reliability, (B) Maximize Efficiency, and (C) Improve Environmental Quality. Each are discussed in turn.

A. The First Policy Objective: Adequacy and Reliability

1. The Need for New Capacity

The North American Electric Reliability Council (NERC) annually reports its assessment of future adequacy and reliability of the electric utility industry. NERC's most recent assessment (1989) states that current utility plans will support the forecasted growth in peak demand through 1998.

However, some observers are arguing that events such as the December 1989 cold wave prove that NERC forecasts are wrong.[1] These observers assert that there is inadequate capacity, even at present.

I disagree. These problems do not necessarily mean that we need additional generating capacity. The problems were caused by a variety of factors including scheduled and forced outages of existing capacity and technical problems at transmission and distribution facilities. Many if not most of the outages could have been avoided with enhanced contingency planning, better scheduling of planned outages, improved maintenance, strengthened fuel supplies, revised nuclear operating regulations, and improved interconnections with other utilities. The problems could not have been eliminated simply by increasing the amount of installed generating capacity.

I thus conclude that, notwithstanding extreme weather conditions, the need for additional capacity above and beyond projected demand has not been adequately demonstrated. Most utilities are not building now because additional capacity may not be needed. Regulators should reassess current and future needs in light of past utility projections and recent actual experiences to determine on a case-by-case basis where new capacity may be needed.

Even so, additional capacity will be needed at some point in the future. Will it be planned for and constructed when it is needed?

The willingness and the ability to construct new generators has clearly been demonstrated in states where future capacity needs have been identified. Moreover, states are increasingly resorting to more efficient market-based capacity planning approaches that can assure adequate, reliable and competitive priced electricity.

---

[1]Appendix B to these comments contains an analysis of the December 1989 cold wave.

1. Bidding

Many states -- particularly in the Northeast, Mid-Atlantic and Western regions -- are aggressively planning for new capacity. In most cases, those states have recognized that competition now exists on the generation side of the utility business and that some form of competitive bidding for new capacity is now justified.[2]

Specifically, 27 states either have adopted or allowed bidding; are in the process of developing a bidding program; or have bidding RFPs initiated by utilities.[3] Seven states have developed and implemented bidding programs. Ten investor-owned utilities (IOUs) have implemented bidding without formal advance approval by their PUCs. Three public power entities have held bid solicitations. Ten states are directing utilities to develop programs.

By December 1989, 41 solicitations had been issued for approximately 100,000 MW. Most are all source solicitations. Winners have been selected in 24 cases representing 143 projects and 5,743 MW. Projects using coal and natural gas account for 70% of the awards.

Not surprisingly, "requests for bids" attract large numbers of non-utility developers in the form of QFs and independent power producers (IPPs). Utilities and their state regulatory commissions discovered that the response to the initial solicitations far exceeded the specified need. Indeed, responses have been 10, 20 and even 30 times the requested amounts. Table 1 illustrates this point.

ELCON supports competitve bidding and believes that workably competitive bulk power markets can assure the availability of the lowest cost power possible, consistent with an adequate and reliable supply. ELCON also supports the concept of all-source competitve bidding, provided that nondiscriminatory transmission access or wheeling is available to nonutility generators to assure a fair and efficient bidding process.

---

[2]Our recommendations regarding the organization and operation of an appropriate bidding scheme are contained in a publication entitled "Profiles in Electricity Issues: Competitive Bidding," which is available from ELCON upon request.

[3]The data in this paragraph are from "Bidding for Power: The Emergence of Competitive Bidding in Electric Generation," National Independent Energy Producers, Washington, D.C., April 1990.

Table 1

ELCON

RESPONSES TO BIDDING RFPs[1]

Utility	Requested	Responses	Ratio Response/Request
	--------(Megawatts)--------		
CA:			
Northern California Power Agency	330	3,580	11
DE/MD:			
Delmarva Power	100	830	8
FL:			
Seminole Electric Cooperative	440	1,989	5
HI:			
Hawaii Electric Company - 1st	146	618	4
Hawaii Electric Company - 2nd	500	3,000	6
IN:			
Indiana Municipal Power Agency	160	750	5
ME:			
Central Main Power - 1984	100	462	5
- 1984	100	314	3
- 1987	100	1,447	14
- 1987	100	907	9
- 1989	700	2,179	3
Bangor Hydro	60	936	16
MA:			
Boston Edison Co. - 1987	200	1,840	9
- 1989	200	2,827	14
Cambridge Electric Company	33	131	4
Commonwealth Edison Company	76	914	12
Eastern Ed. - 1988	30	179	6
- 1989	30	337	11
Fitchburg	11.7	455	39
Western MA Electric Company	54	382	7
New England Power Company	200	4,729	24
NV:			
Sierra Pacific Power Company	125	3,200	26
NH:			
Public Service Co.	50	557	11
NJ:			
Jersey Central Power & Light	270	768	3
NY:			
Orange & Rockland Utilities	150	1,425	10
OH:			
American Municipal Power	100	1,075	11
TX:			
Sam Rayburn Electric Cooperative	25+	136	5
VT:			
Central VT Public Service Company	50	660	13
Green Mountain Power Company	240	806	3
VA:			
Virginia Power Company 1988	1,750	14,653	8
1989	300	2,139	7
WA:			
Puget Sound Power & Light	100	1,241	12

Source: National Independent Energy Producers
[1]As of December 31, 1989

All-source bidding, with transmission access, limits the exercise of monopsony power by the purchasing utility. The alternative, bidding among QF's only, is not as pro-competitive as all-source bidding. All-source bidding with transmission access would prevent significant adverse impacts on QF's statutory rights while still allowing safeguards to protect the integrity of the bidding process.

ELCON believes that legitimate concerns as to reliability, capacity, economy energy purchases, or economic dispatch should be satisfied through a summary public proceeding by the appropriate regulatory agency. This summary proceeding would be held prior to any wheeling and would enable utilities to rebut a presumption that the capacity to wheel exists.

2. PUHCA

Some utilities also are expressing interest in building new capacity both within and outside their service territory. They argue that the principles of competition require that all potential suppliers of new capacity should be allowed to compete. These utilities or their "independent" affiliates would be just another competitor. However, utilities are presently constrained from building outside their service territory by the Public Utility Holding Company Act of 1935 (PUHCA). Legislation is pending in the U.S. Congress that would change PUHCA.

PUHCA was enacted in response to utility abuse of market power. Examples of abuse include inadequate disclosures, imposition of affiliate costs on utility operations and obstruction of state regulation.

PUHCA currently restricts entry of non-utility generators. Non-utility generators can increase substantially the competitiveness of bulk power markets. ELCON favors amendments to PUHCA that would allow increases in real competition.[4]

We are greatly concerned, however, that utility involvement in "independent" generation would lead to a substantial increase in utility self-dealing and other abuse. Thus, we strongly recommend that a clear and clean distinction is made between "true independents" (IPPs) and "utility affiliates" (APPs).

True independents (IPPs) should be encouraged when accompanied by adequate regulatory oversight. Oversight can take the form of contract review and/or a fair and nondiscriminatory

[4]Our detailed position on PUHCA reform is contained in Appendix C.

bidding system. Utility ownership of APPs raises serious concerns regarding potential self-dealing and abuse. Any changes in PUHCA that allow APPs should include strengthened state regulatory authority and the mitigation of potential self-dealing. ELCON advocates transmission access as a requisite to obtaining the efficiencies which these reforms are intended to achieve. We propose a linkage between PUHCA reform and transmission access. The linkage involves a "sliding scale" which recognizes the potential for self-dealing. This "sliding scale" is described in Appendix C to these comments.

In summary, the willingness to build has been clearly demonstrated. This willingness is being expressed within an increasingly competitive, market-oriented framework. The need for new Federal efforts to stimulate construction of electric generators has not been demonstrated. The question of future adequacy and reliability is one of timing. When should new construction begin? The answer will and should depend on economics and the collective wisdom and decisions of the marketplace.

B. The Second Policy Objective: Maximize Efficiency

1. Maximizing Efficiency in Wholesale Bulk Power Markets

The electric utility industry is becoming more competitive. Yet, this industry arguably is one of the most regulated in the U.S. economy. Electricity is the only major energy resource that is still subject to regulatory controls from the point of production to the point of retail. All other energy forms are largely unregulated at the production end, with wholesale prices set in competitive markets.

a. Transmission Access:

ELCON believes that increased competition can increase efficiencies and lower costs to electricity consumers. We advocate increased competition in bulk power markets as a means to assure the availability of the lowest cost power possible, consistent with an adequate and reliable supply. However, a workable competitive bulk power market requires both many sellers and many buyers seeking out each other for the best deals. This requires that any seller or buyer have guaranteed access to transmission (i.e., wheeling) if that market is to operate efficiently. We strongly recommend that regulators encourage greater efficiencies in the bulk power markets by

promoting policies that advocate greater transmission access.[5] It is noteworthy that a recent Office of Technology Assessment (OTA) study concludes that there are no technical impediments to expanding transmission access on the Nation's electric grids so as to promote greater competition in bulk power markets.[6]

While competition can and should be encouraged in bulk power markets, competition is not practical or possible in transmission. The owner of the transmission grid necessarily must be a monopolist. Transmission must therefore be strictly regulated. Transmission should be used to facilitate competition in bulk power markets, not to stifle or inhibit it.

b. Transmission Siting and Planning:

We also believe that the siting and construction of new transmission facilities must not be unduly impeded and that utilities be required to build or upgrade facilities where the need for such capacity is evident. The regulators should encourage state and federal policies and regulations that expedite the siting and licensing of new facilities. The alleged health risks of electromagnetic fields (EMF) that emanate from transmission facilities -- and indeed, from all electrical and electronic equipment and devices -- must not be used as an excuse to inhibit the siting and construction of such facilities absent more definitive resolution of the true health risks of EMF. New or upgraded transmission lines which facilitate broader intra- and interstate bulk power markets may be less costly and more efficient than constructing new generation capacity. Many regions of the country have and will continue to have for the foreseeable future, surplus capacity. However there are limited opportunities to move that power to distant markets.[7]

---

[5]ELCON's position on transmission is contained in the publication: "ELCON's Wheeling Policy," which is available from ELCON request.

[6] U.S. Congress, Office of Technology Assessment, Electric Power Wheeling and Dealing: Technological Considerations for Increasing Competition, OTA-E-409 (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, May 1989), p.128.

[7]In this regard, we support the recommendation of the Federal Energy Regulatory Commission's (FERC) Transmission Task Force in its October 1989 report that would encourage the construction of new transmission capacity where existing or planned transfer capability is insufficient. That same report cautioned that a suitable pricing policy for new facilities "should not allow full recovery of all capital costs of an upgrade from the first customer to sign up for an increment of long-term, firm transmission service if the capacity after the upgrade is excess to the customer's requirements." Federal Energy Regulatory Commission, The Transmission Task Force's Report to the Commission, Electricity Transmission: Realities, Theory and Policy Alternatives, (Washington, D.C.: Federal Energy Regulatory Commission, October 1989), p. 173.

2. Maximizing Efficiency in Retail Electric Markets

Regulators should recognize the importance of efficiency in electricity production, transmission, and use. Unfortunately, the term "efficiency" means different things to different people. Consumers believe that real efficiencies are realized when the costs incurred to produce an adequate and reliable supply are minimized.

a. Least-Cost Planning:

Real efficiencies are very important to industrial electricity consumers. These industrials face fierce domestic and international competition. Such competition does not always allow them to pass higher costs to their customers. Their costs of production must be competitive if they are to stay in business. Utilities must plan, construct (where appropriate) and operate in a "least-cost" manner if the price of their product is to be competitive. To us, least-cost is defined as the minimization of a utility's revenue requirement over the long-run consistent with an adequate and reliable electricity supply.[8] We believe a least-cost plan based on this definition is an economically efficient plan.

As defined, least-cost planning is not a new concept. A primary goal of utility regulation always has been that of least-cost. Least-cost planning requires careful consideration of all supply and demand options.

On the supply-side, ELCON believes that conventional electrical generating technologies and fuels must be relied upon to provide the major share of our electrical needs at least through the remainder of the 20th century. The quantity of additional electricity that can be supplied economically from alternative energy and technological sources (such as solar, wind, water, geothermal and cogeneration) is very limited over the next two decades. Although fossil

---

[8]Our definition is consistent with the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) when it said:

> The term "least cost energy strategy" is often associated with what is known as the "soft path" to energy supply --small scale, decentralized electricity technologies and renewable fuel resources. Here the term is used in a literal sense -- the supply of electricity to consumers in the short- and long-run at the lowest possible costs (in the economic sense) without any predetermination as to whether the energy is produced by "soft" technologies, "hard" technologies or some combination of the two. As a regulatory agency, we are concerned with removing any hindrances that might prevent utilities from moving along the path of providing their customers with a reliable supply of electricity at lowest possible costs.

Federal Energy Regulatory Commission, 48 Federal Register 21163, May 11, 1983.

fuels remain the key natural resource input for our electricity generating capacities, for some years, other options must not be foreclosed. For example, our long-term energy interests are clearly served by actions, such as improved licensing procedures and standardization design, that enhance the economics of the nuclear option.

To be least-cost, utilities must plan for and operate a generation mix that minimizes costs to diverse customer classes. Least-cost takes into account trade-offs between lower heat rates and longer construction times. Least-cost also balances lower short-run costs due to dependency on one fuel with greater security due to fuel diversity. The bottom line, however, is that a plan is not least-cost if it does not maximize economic efficiency and results in higher prices to consumers.

Unfortunately, all do not agree on this point. "Least-cost" to some advocates seems to mean implementation of utility "demand-side" or "customer side of the meter" programs regardless of the net impacts on costs or who pays for them. This blurs the historic bright-line between the appropriate utility/consumer roles and this causes us concern. Under this regime, utilities are not just traditional suppliers of electricity, they also are given the license to make decisions regarding how, when and where electricity will be consumed. In essence, they are being asked to usurp existing rights of consumers to plan and control their destinies.

Consumers presently acquire end-use equipment and appliances (including servicing) in competitive markets. Utilities do not operate in competitive markets. They are regulated monopolists. We strongly question the appropriateness of allowing a regulated entity to interfere with the operation of working competitive markets. For historical and institutional reasons utilities do not share the same motivations with the players in competitive industries. Allowing regulated suppliers to "compete" in these markets would produce inefficiencies and create potential anti-competitive opportunities. We strongly challenge the notion that efficient end-use equipment and appliance markets can be established and maintained by regulatory or other forms of government interference in the existing marketplace.

b. Appropriate Least-Cost Options:

However, two utility "demand-side" options do have a legitimate role in these competitive markets and can help make those markets more efficient and achieve least-cost

results. These options are: (1) appropriate price signals and (2) programs that maximize the amount and quality of information in the marketplace. We would argue that alleged market imperfections that have resulted in the underutilization of conservation or energy efficiency improvements can largely be attributed to poor price signals and/or inadequate consumer information.

(1) Price Signals:

Rates should be based on costs actually incurred by utilities in providing service. Where economically justified, electricity rates should send time-sensitive price signals, reflecting the costs incurred by utilities at different times. Time-sensitive rates should be sent to the residential and commercial customer classes, as well as to the industrial class, where it is most commonly done. Time-sensitive cost-based price signals would tell customers more accurately how their consumption impacts the utility and, more than likely, would result in more efficient utilization of electrical energy. Where cost-justified, other forms of "unbundled" rates, e.g., interruptible rates, should be offered by utilities.

Rates to each customer class should reflect the costs incurred in meeting their respective loads. Subsidizing one class at the expense of another is counterproductive to least-cost goals. For example, subsidized residential rates encourage those customers to consume more than they otherwise would consume. This discourages cost-effective conservation behavior and purchases of energy-efficient appliances. Alternatively, artificially high industrial rates encourage industrial firms to relocate electricity-intensive operations or to explore the option to generate their own electricity, including cogeneration.

Utilities should focus on correcting price signals.[9] This requires the elimination of cross-class subsidies, removal of front-end loading of capital cost recovery and the establishment of rates that reflect time-differentiated costs, where cost-justified.

---

[9]It would be extremely counterproductive to implement demand-side programs involving incentives for end-use equipment or appliance purchases or use <u>before</u> rates are corrected to send cost-based price signals.

(2) Information Programs:

Informed customers are able to make better consumption decisions than uninformed customers. In fact, information is essential if competitive markets are to operate efficiently. Thus, information programs involving direct customer contacts, targeted advertising and marketing, joint ventures with equipment and appliance suppliers, educational workshops, technical assistance, and other customer information may help achieve least-cost results. Utilities also need better inhouse market research and marketing expertise so as to more efficiently communicate the right information to their customers.

To the extent that the costs of such programs are minimal, information programs make sense. However, some can be quite expensive. These should be carefully evaluated to assure that they are cost justified. In all cases the direct beneficiaries of a program should pay the costs.

c. Other Demand-Side Programs

Demand-side programs involving more than price signals and information, or demand-side management (DSM) programs, must be carefully evaluated. Such programs must not increase costs to other customers. To do so would further distort price signals. Careful distinction must be made between capacity and energy savings. Adjustments to rates or tariffs must conform to this distinction. Methods to allocate DSM program costs should be established or revised only after public notification and review. In support of these efforts, utilities should be required to annually update and use cost-of-service studies such that all costs are allocated to the appropriate customer classes (or to the greatest extent practical, to individual customers) in proportion to the benefits received.

In sum, utilities must plan, construct and operate in a least-cost manner. This can best be achieved by the careful promotion of more competitive wholesale and retail electricity markets.

C. <u>The Third Policy Objective: Improve Environmental Quality</u>

The ELCON member companies are very concerned about the environment. They have made, and will continue to make, substantial contributions to the billions of dollars spent each year to protect the quality of the air, water and land. However, increasingly we are concerned

about possible inconsistencies between our Nation's energy and environmental policies. We believe that the Nation's energy policies need not conflict with efforts to protect the environment.

With respect to the third policy objective, we have concerns regarding the impacts of pending acid rain legislation and proposals that attempt to address potential global climate change.

1. Acid Rain

President Bush has proposed comprehensive Clean Air legislation (H.R. 3030) including "acid rain" provisions in Title V. The Senate approved a modified version of the bill and the House currently is debating the legislation. We believe that implementation of the acid rain provisions would be very costly. There has yet to be a credible demonstration that benefits from such legislation would exceed the costs of compliance.

One specific concern we have with the bill involves significant additional regulatory incentives for utilities that adopt clean coal technologies (CCT). These incentives would apply to a limited number of CCTs that would successfully complete DOE's CCT Demonstration Program. We believe that these "incentives" would be counterproductive and substantially increase costs to consumers without producing additional environmental benefits.

The proposal would provide incentive rates of return on CCT investments, accelerated depreciation, and protection from prudence reviews by the applicable regulatory commission.

ELCON strongly supports the existing DOE Clean Coal Technology Program. This program helps increase the number of options for burning coal with minimal environmental impacts and the greatest cost-effectiveness. However, the proposed new incentives go too far. If implemented by the FERC and forced upon state utility commissions, they could greatly increase the cost of electricity to industrial and other consumers without further reducing the precursors of acid rain. Furthermore, current ratemaking practices typically allocate a disproportionate share of such costs to industrial consumers. This distorts the price signals sent to all customer classes.

We believe that the need for additional incentives should be left to the discretion of Federal and state utility regulatory commissions on a case-by-case basis. This discretion already exists. Any acid rain legislation will require utilities to adopt suitable measures to meet the goals

of the law. Existing regulatory procedures assure cost-effective implementation, while protecting ratepayers. We also believe that, if needed, any further expansion of DOE's current CCT demonstration program should be funded with tax incentives or grants from general revenues.

Finally, ELCON supports the decision of the Bush Administration to incorporate market-based approaches, such as emissions trading, in the acid rain proposal. Properly designed, implemented, and administered, emissions trading is preferable to traditional "command and control" approaches. Allowing market forces to discipline the choice of compliance strategies, can result in lower overall compliance costs. Indeed, a recent EPA study concludes that cost-savings up to 80% could be achieved with trading. Efforts to promote CCT with new regulatory incentives could be counterproductive by interfering with the superior allocative ability of market incentives.

We believe that environmental policies should maximize the compliance flexibility afforded to electric utilities. Such flexibility, as provided by DOE's CCT program and the President's emission trading proposal, can better assure more cost-effective solutions to safeguard the environment.

Acid rain legislation could drastically impact both the consumption and use characteristics of electricity. ELCON believes strongly that if such legislation is enacted, it should explicitly require an analysis of its potential impacts on the operation of utilities, power pools and interstate bulk power markets. The legislation should provide affected ratepayers reasonable opportunities to mitigate rate increases by allowing the displacement of traditional sources of power with lower cost options. The legislation also should require a careful comparison of the total costs, including job losses, with the expected benefits before consumers are required to pay billions of dollars in increased electricity rates.

2. Global Climate Change

The international community has recently begun a cooperative effort to reduce greenhouse gas emissions despite continuing uncertainties about the scientific basis for alleged global warming. As the world's largest energy user, the United States is under intense pressure to commit to unilateral actions to reduce emissions <u>before</u> any international agreement is reached. Any policy directed at reducing greenhouse gases -- particularly carbon dioxide -- could have

profound implications on domestic and global energy markets. The secondary effects of such changes also could be equally drastic changes to industrial production and U.S. competitiveness in world markets.

ELCON urges regulators to approach the issue of global climate change with extreme caution. We must address the tremendous risks to our economic, social and political systems of premature action that ostensibly would delay or stabilize alleged global climate change. We believe that any U.S. commitment must be based on sound scientific evidence subject to critical evaluation. Action should proceed only as scientific evidence is validated. Response measures by the United States, either with or without the cooperation of the world community, must reflect detailed analysis of all potential economic, political and social ramifications of those responses, including due consideration of global competitiveness relationships and population growth. Finally, we urge that any consideration of greenhouse gas emissions reduction treat all greenhouse gases simultaneously and not on a piecemeal or gas-by-gas approach. We strongly support the need for greater monitoring of the atmosphere and climate and increased scientific research that improves our understanding of these complex phenomena. In this regard, ELCON strongly supports the February 5, 1990 statement of President Bush before the Third Plenary Meeting of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). In that important speech, the President emphasized the need for greater scientific research on the nature of climate systems and on the potential for climate change before any policy responses are proposed.

IV. SUMMARY

ELCON believes that expanded use of market forces will help critical goals relating to adequacy and reliability, efficiency, and environmental quality.

Market forces will help assure an adequate and reliable supply of electricity by allowing the superior allocative efficiencies of competition to discipline the ownership and specification of new sources of generation. ELCON supports the use of competitive bidding by states and utilities to plan new capacity additions. ELCON also supports amendments to the Public Utility Holding Company Act (PUHCA) that would allow increases in real competition.

Market forces can help maximize efficiencies in wholesale and retail electricity markets. Electricity is the only major energy resource that is still subject to regulatory controls from the

point of production to the point of retail. ELCON believes that real competition in wholesale (bulk power) markets will increase operational efficiencies in those markets and assure an adequate and reliable supply at the lowest possible cost. However, real competition requires both many buyers and many sellers of electricity. This requires greater access to transmission services by all potential sellers. We believe that regulators should promote greater access by all suppliers to the Nation's electricity grid to maximize the efficiencies that would be created by competition. ELCON believes that efficiencies in retail electricity markets also can be increased by encouraging utilities to send better price signals to their ratepayers and by increasing the amount and quality of information available to electricity consumers in the end-use product and end-use service markets.

Finally, market forces can be a valuable tool for improving environmental quality. ELCON members are very concerned about the environment. They have spent and will continue to spend hundreds of millions of dollars each year to protect the quality of the air, water and land. However, we also are concerned about the potentially devastating effect these costs can have on the competitiveness of U.S. industry in global markets and on the U.S. economy in general. We believe that the overall costs of environmental protection can be minimized by encouraging the use of market forces as a compliance strategy. For example, ELCON supports the decision of the Bush Administration to incorporate market-based approaches, such as emissions trading, in its pending acid rain proposal. Properly designed, implemented, and administered, emissions trading is preferable to traditional "command and control" regulatory approaches. The flexibility of emissions trading can better assure the most cost-effective solution to Clean Air legislation.

Appendix A

ORGANIZED:

January 15, 1976

STRUCTURE:

Association of industrial users of electricity.

PURPOSE:

Promote the development and adoption of coordinated, rational and consistent federal, state and local policies which will assure an adequate, reliable and efficient electricity supply for all users at prices based on the costs incurred in serving customers.

FUNDAMENTAL PRINCIPLES:

- Electric utility rates should be based on the cost of service;
- Adequate short-term reliability and long-term availability of electricity must be assured;
- Continuing, adequate and reasonably priced fuel sources for generating electricity are important for economic viability, development and growth;
- Electric utility costs should reflect efficient and well-managed utility operations;
- Electric utilities should have the opportunity to earn a fair rate of return in order to be able to meet current and future capital needs; and
- Federal and state regulatory processes should be responsible and timely.

ACTIVITIES:

- Represent industrial viewpoints in a constructive dialogue among all electricity users, suppliers, regulators, and state and federal government bodies in a factual, objective manner;
- Promote awareness of why electricity costs have increased and possible ways to contain costs; and
- Build an objective data base which identifies current and anticipated electricity problems and suggests practical solutions to these problems.

ELCON

ELECTRICITY CONSUMERS RESOURCE COUNCIL

The West Tower
1333 H Street, N.W., 8th Floor
Washington, D.C. 20005
(202) 682-1390

Appendix B

Appendix B

ELECTRICITY SUPPLY ADEQUACY AND THE GREAT COLD WAVE OF 1989

Some analysts currently are arguing that the recent cold wave is a clear indication that the NERC forecasts are wrong. These analysts assert that there is inadequate capacity, even at present. Such assertions, at best, are misleading and, at worst, are counterproductive.

A massive cold wave did hit the south -- primarily Florida and Texas -- in December 1989.[1] Florida Power Corporation (FPC) experienced a 21 percent increase in peak load relative to the winter of 1988-89. Tampa Electric's (TECO) peak exceeded its last year's peak by almost 20 percent. Most major Florida utilities implemented rolling blackouts. Lower Colorado River Authority, San Antonio City Public Service, Texas Utilities, Houston Lighting and Power, and several other utilities either implemented rolling blackouts or shed firm load in some manner.

The load shedding caused significant problems for many customers. Often there was no notice given prior to the load shedding. Customers could prepare neither their products nor their equipment for the shutdown. Many power consuming devices were left on during the outages. Both equipment and transformers were damaged by power surges when power was restored.

Farmers complained that the loss of power meant that they couldn't protect their crops. Many industrial firms had to work nearly non-stop for several days to restore operating stability. At lease one utility (TECO) shut off service to police stations, waste water treatment plants, fire stations and even people on respirators. Damage assessments continue.[2]

Problems such as those experienced in December 1989 are inconsistent with an adequate and reliable supply. Such problems should not be experienced once. They should not be tolerated again.

But while we may agree that the problems are significant, we must recognize that possible solutions are extremely complex. Increases in installed generating capacity alone will

---

[1] "Cold Wave Forced Rolling Blackouts Through Texas, Florida in December," Electric Utility Week, January 8, 1990, page 1.

[2] Ibid., page 18.

not cure the problem. Unfortunately, some already are using this crisis to advocate billions of dollars in new plant expenditures.[3]

The problems experienced in December 1989 were caused by several different factors involving both scheduled and forced outages of existing generating capacity as well as technical problems with both transmission and distribution facilities. Neither professional weather forecasters nor utilities predicted cold weather of the degree realized that early in the season. Several thousand megawatts of base load capacity was out of service for scheduled maintenance. In addition, several thousand megawatts of capacity were lost to factors such as: water and ice on substations, frozen fish clogging intake channels, Nuclear Regulatory Commission regulations, and lack of fuel. Table B-1 provides examples of units out of service during the cold wave. Outages also were caused by factors unrelated to the availability of generation capacity such as frozen circuit breakers and broken wires.

Many of the outages such as those experienced in December could have been avoided with enhanced contingency planning, better scheduling of planned outages, improved maintenance, strengthened fuel supplies, revised nuclear operating regulations, and improved interconnections with other utilities. Increased reliance on interruptible loads would provide the utility greater ability to shed load with reduced damage to customers. Remedies such as these more than likely would be more effective as well as more economical than starting construction of large quantities of new generators.

With the above problems clearly in mind, we conclude that the need for new capacity to meet projected demand through 1998 has not been demonstrated. Therefore, the claim that large quantities of new capacity above and beyond that now planned or under construction does not appear to be warranted. Alternatively, improvements in scheduling, maintenance, and contingency planning clearly could increase the availability of existing resources, particularly during extreme peaking events.

---

[3]For example, Florida Power was quoted as saying that it would need to spend $2 billion and FP&L $5 billion on new plants to meet the experienced demand. Ibid., pages 18-19.

Table B-1

GENERATING UNITS OUT OF SERVICE DURING THE COLD WAVE OF DECEMBER 1989

Utility	Unit Out	MW	Fuel	Reason
HL&P	South Texas-1 Nuclear Project	750	Nuclear	Emergency generator failure and NRC regulations
	South Texas-2 Nuclear Project	750	Nuclear	Refueling
	Greens Bayou (4-CTs)	240	Gas	Weather
	Cedar Bayou	693	Gas	Weather
	Parish-5	636	Coal	Weather
LCRA			Coal	
San Antonio	Braunig Lake	800	Gas	Weather (Frozen fish)
TU	Martin Lake-2	750	Lignite	
TECO	Big Bend-4	450		Routine Maintenance
	Gannon-6	360		Routine Maintenance
FP&L	Turkey Point-3	688	Nuclear	Moisture on wires
	Turkey Point-4	688	Nuclear	Moisture on wires
	Cutler		Gas	Lack of fuel
	Lauderdale		Gas	Lack of fuel
	Manatee			Long term repairs
	Port Everglades			Long term repairs
Seminol	Palatka	600		Weather
FPC	Crystal River-1	370		Scheduled maintenance

Appendix C

ELCON POSITION ON PUHCA REFORM

I. **The Public Utility Holding Company Act of 1935 (PUHCA) was enacted in response to utility abuse of market power.[1] Examples of abuse included inadequate disclosures, imposition of affiliate costs on utility operations and obstruction of state regulation. Legislation has been introduced to change PUHCA.**

II. **ELCON strongly advocates competition as a means to achieve efficiencies in bulk power markets.**

A. Inefficiencies result in artificially high prices. True competition will not allow inefficiencies to continue. True competition will allow neither the existence of unnecessary costs nor preferential treatment for certain customers at the expense of others.

B. Non-utility generators can increase substantially the competitiveness of bulk power markets.

C. PUHCA currently restricts entry of non-utility generators.

D. ELCON thus favors amendments to PUHCA that would allow increases in real competition in bulk power markets.

E. We are greatly concerned, however, that utility involvement in "independent" generation would lead to a substantial increase in utility self-dealing and other abuse. Thus, we strongly recommend that a clear and clean distinction be made between "true independents" (IPPs) and "utility affiliates" (APPs).

1. IPPs are entities that generate electricity for sale and are not affiliated with a utility.

2. APPs are entities with stock ownership, contractual relationships, or other financial relations that would foster self-dealing between the APP and the purchasing utility or utility holding company.

II. **True independents (IPPs) should be encouraged when accompanied by adequate regulatory oversight of contract:**

A. Oversight can take the form of contract review and/or a fair and nondiscriminatory bidding system for power procurement.

B. IPPs:
1. Should be exempt from Sec. 10 (c) (2) of PUHCA requiring integration of all facilities.
2. Must make an initial filing, similar to that required by QFs. However, a pre-acquisition review would not apply.
3. Should not be required to file annual reports.

---

[1]Throughout this document the term "utility" means an "electric utility" even though PUHCA affects both gas and electric utilities.

IV. Utility ownership of APPs raises serious concerns regarding potential self-dealing and abuse. Thus, any changes in PUHCA that allow APPs should include the following elements. These protections must be built into the statute. Transitory FERC policies applied in rate cases do not give adequate ratepayer protection.

A. State regulatory authority must be strengthened.

1. States must have adequate authority to regulate.

2. States should have the authority to disapprove pass through of imprudent power purchases. This is known as the Pike County doctrine. The Pike County doctrine stands for the proposition that, while states may not regulate rates charged for a wholesale sale, the state regulatory agency may review the decision of the utility to make a particular wholesale purchase. In both Mississippi and Nantahala the Supreme Court denied states the ability to conduct a Pike County review when the utility regulated is a member of a holding company system.

3. States must have access to all books and records of utility affiliates necessary to carry out their required functions.

4. States should have the authority to order the implementation of bidding programs.

B. Potential self-dealing must be mitigated:

Utility ownership of APPs can greatly increase the probability of utility self-dealing. A utility's zone of economic influence extends beyond its service territory. It extends throughout a holding company and an interconnected power pool. However, the potential for self dealing declines the further the transaction is located from the parent.

ELCON advocates transmission access as a requisite to obtaining the economic efficiencies which these reforms are intended to achieve. An efficient market will satisfactorily address the temptation to self-deal.

ELCON links PUHCA reform to transmission access through a "sliding scale" which recognizes the potential for self dealing. Specifically:

1. Existing law allows utilities to maintain an exemption to PUHCA while owning up to 10% of an affiliated power producer (APP). Utilities may own more than allowed by current law and maintain their exemption after:
   a. A pre-acquisition review,
   b. Approval is received from affected state PUCs, and
   c. Assurance of compliance with the transmission requirements specified below.

2. Electricity sales from APPs located outside the utility's interconnected power pool or holding company should be conditioned on that utility agreeing to supplier wheeling. Supplier wheeling involves the movement of power from non-utility generators to a distant utility.

3. Electricity sales from APPs to other members of the interconnected power pool should be conditioned on:

   a. the existence of a fair and nondiscriminatory bidding process for utility power procurement and

   b. the availability of a limited form of transmission access. Specifically:

      (1) Applicants that meet specified characteristics should be allowed to apply for wheeling orders.
      (2) The appropriate regulatory commission should hold a summary proceeding prior to issuing a wheeling order.
      (3) State commissions should have authority over intrastate transactions.
      (4) FERC should have authority both to order and to set rates for interstate wheeling.
      (5) Rules should establish a rebuttable presumption that the capacity to wheel exists.
      (6) Commissions should have the authority to order the construction of both new and modifications to existing facilities if the net costs attributable to an applicant are borne by that applicant and there is no significant adverse impact on the system.
      (7) Upon request, utilities should be required to establish both wheeling tariffs and terms and conditions on a nondiscriminatory basis.
      (8) Wheeling rates should be based on cost-of-service.
      (9) Commissions should have the authority and the responsibility to resolve disputes expeditiously and order interim wheeling.
      (10) Wheeling customers who desire to reestablish firm service should be viewed as new customers by the utility with no superior or inferior standing unless other arrangements (e.g., standby rates, contracts, etc.) have been negotiated.

[NOTE: The wheeling policy outlined in the ten points above is described in more detail in the publication titled ELCON's Wheeling Policy, available upon request.]

4. Electricity sales from APPs to the utility owning the APP should be conditioned on:
   a. the availability of nondiscriminatory, open transmission access (contract carriage),
   b. adequate regulatory oversight and
   c. the existence of a fair and nondiscriminatory bidding process for utility power procurement.

5. Any changes to PUHCA should not affect the regulatory treatment of existing, utility-owned, non-ratebased generation. Additionally, PUCs should be able to waive the transmission requirements contained in 2 and 3 above for generators that will be non-ratebased for a specific period of time, but then will be brought into ratebase.

6. Construction contractors, equipment suppliers and "hybrids" (jointly-owned projects such as utility/IPPs, equipment supplier/utility, Wall Street/utility, etc.) do not automatically qualify as "true independents."
   a. Entities may be treated as "true independents" after a pre-acquisition review and demonstration of no stock ownership interest, contractual relationship, or other financial relationships that would foster self dealing between the contractor and the purchasing utility or utility holding company.
   b. Entities should be treated as "utilities" if financial relationships are shown to be greater than de minimus.

C. Utility ownership -- Utility ownership of APPs should be limited to 50% until it is determined that federal and state regulators have developed sufficient expertise to prevent anti-competitive behavior by affiliates. Additionally, no utility should be allowed to own more than 50% or demonstrated control of an APP, whichever is lower, unless transmission is required such as that outlined in IV. B. above.

2/07/90

DOCUMENT : 860-256/013

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

La réglementation de l'électricité

John A. Anderson
Directeur exécutif
Electricity Consumers Resource Council
Washington, D.C.

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

COMMUNICATION PRÉSENTÉE PAR

JOHN A. ANDERSON

LORS DE LA 9e TABLE RONDE DU CINÉ

PARRAINÉE PAR LA CONFÉRENCE DES GOUVERNEURS DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE

ET DES PREMIERS MINISTRES DE L'EST DU CANADA -

COMITÉ INTERNATIONAL DU NORD-EST SUR L'ÉNERGIE (CINÉ)

HALIFAX, NOUVELLE-ÉCOSSE

LE 26 AVRIL 1990

I. INTRODUCTION

Je suis heureux de l'occasion qui m'est offerte aujourd'hui de traiter de la réglementation de l'électricité.

Au départ, j'aimerais souligner qu'ELCON est un regroupement de consommateurs industriels d'électricité. Nos membres comptent des installations dans la plupart des 50 États et dans de nombreux pays étrangers. Ils produisent une vaste gamme de produits, notamment de l'acier, des produits chimiques, du pétrole, des gaz industriels, du verre, des véhicules à moteurs, des appareils électroniques et électroménagers, des textiles et des aliments. Nos 21 compagnies membres consomment près de 5 % de toute l'électricité des États-Unis. Un feuillet décrivant notre raison d'être et nos principes fondamentaux est joint à la présente communication.

Un grand nombre des compagnies membres d'ELCON produisent ou font la production combinée de grandes quantités d'électricité. Néanmoins, j'insiste sur le fait qu'ELCON est un regroupement de consommateurs, qui achètent beaucoup plus d'électricité qu'ils n'en produisent.

Nos membres ont besoin d'un approvisionnement adéquat et fiable en électricité. Toutefois, ils doivent pouvoir acheter cette électricité. C'est pourquoi ils sont très intéressés par toute question susceptible d'avoir des répercussions importantes soit sur le prix de l'électricité, soit sur la fiabilité de l'approvisionnement.

II. CONTEXTE

Les compagnies membres d'ELCON sont de gros producteurs de biens et services. Ils sont donc par le fait même de gros acheteurs de matières

premières et de biens semi-finis, dont l'électricité.

Les compagnies industrielles, y compris les membres d'ELCON, doivent fonctionner à l'intérieur de marchés où la concurrence est de plus en plus forte, tant sur le plan de l'achat que de la vente de matières premières et de produits. Elles connaissent la force de cette concurrence, qui fait baisser les prix à leur plus bas niveau possible. Elles savent que la concurrence, la vraie, n'admet pas l'inefficacité. Les producteurs les plus efficaces vont couper leurs prix et supplanter les producteurs moins efficaces. La vraie concurrence ne tolère pas l'existence de coûts inutiles ni les traitements de faveur à l'endroit de certains clients. Les clients qui ont le choix vont s'adresser à des producteurs qui ne gonflent pas leurs prix et qui ne font pas de favoritisme.

Nos membres croient que la concurrence va s'installer dans l'industrie de l'électricité, du moins entre les producteurs d'électricité. Ils considèrent cette concurrence accrue d'un oeil favorable, étant donné qu'elle poussera l'industrie à devenir plus efficace. Je tiens à souligner que nous ne préconisons pas la déréglementation. Nous considérons plutôt la concurrence accrue comme un moyen d'augmenter le rendement de l'industrie.

Nous envisageons cette nouvelle concurrence avec prudence. L'efficacité ne marquera des points que si la véritable concurrence en marque également. À elle seule, une augmentation du nombre de propriétaires industriels de génératrices n'augmentera pas nécessairement le niveau de la concurrence, particulièrement si les nouveaux venus sont des filiales des services publics et qu'elles ne sont pas écartées par des compétiteurs ou par des règlements.

De plus, même si un plus grand nombre de vendeurs se traduit par une production plus efficace, les clients peuvent ne tirer aucun avantage de cette concurrence si le marché est caractérisé par un acheteur unique. Aussi longtemps que les services publics exercent un contrôle sur le transport de l'électricité, ils peuvent limiter (ce qu'ils font souvent) le nombre d'acheteurs potentiels à un seul, eux-mêmes. Le manque d'accès aux installations de transport permet à un service public à concentration verticale d'utiliser son réseau de transport — moins de 10 % de son investissement total — pour protéger sa production — plus de 50 % de son investissement total — contre les concurrents. Une telle structure de marché permet au service public de conserver pour lui seul les avantages d'une efficacité accrue.

Une concurrence accrue exige que les producteurs aient accès aux installations de transport de l'électricité. Un tel accès peut faire augmenter

le nombre des acheteurs tout autant que des vendeurs, donner aux producteurs indépendants la possibilité de vendre de l'électricité sur les marchés qui en ont le plus besoin et permettre aux acheteurs d'électricité en bloc de s'approvisionner auprès des producteurs les plus efficaces.

III. OBJECTIFS DE LA RÉGLEMENTATION

En me fondant sur ce qui précède, je vois trois grands objectifs qui, à mon avis, devraient guider les organismes de réglementation à l'avenir : a) un approvisionnement adéquat et fiable, b) une efficacité maximale et c) l'amélioration de la qualité de l'environnement. Ces trois objectifs sont traités à tour de rôle.

A. Premier objectif : un approvisionnement adéquat et fiable

1. Le besoin d'accroître la capacité de production

Le North American Electric Reliability Council (NERC) produit chaque année un rapport d'évaluation portant sur la capacité et la fiabilité futures des services publics d'électricité. Dans sa plus récente évaluation (1989), le NERC indique que, d'après les plans actuels, les services publics pourront absorber la croissance prévue de la demande de pointe jusqu'en 1998.

Toutefois, d'après certains observateurs, des phénomènes comme la vague de froid de décembre 1989 prouvent que les prévisions du NERC sont erronées.[1] Ces observateurs soutiennent que la capacité de production est inadéquate, même à l'heure actuelle.

Je ne suis pas d'accord. Ces problèmes ne signifient pas nécessairement que nous avons besoin d'une capacité de production supplémentaire. Ils ont été causés par divers facteurs, dont des indisponibilités programmées et forcées de la capacité existante et des problèmes techniques au niveau des installations de transport et de distribution. Un grand nombre des indisponibilités, sinon la plupart, auraient pu être évitées si l'on avait mieux prévu toutes les éventualités, réparti plus adéquatement les indisponibilités programmées, veillé à mieux entretenir les installations, renforcé les approvisionnements en combustible, révisé les règlements touchant l'énergie nucléaire et amélioré les

---

[1] L'annexe B renferme une analyse de la vague de froid de décembre 1989.

interconnexions avec les autres services publics. Les problèmes n'auraient pas été éliminées par la simple augmentation de la capacité de production en place.

J'en conclus donc que, en dépit des conditions climatiques extrêmes, on n'a pas prouvé le besoin d'une capacité de production additionnelle pour répondre à la demande projetée. À l'heure actuelle, la plupart des services publics ne construisent pas de nouvelles installations parce que l'on n'aura peut-être pas besoin d'une capacité de production supplémentaire. Les organismes de réglementation devraient réévaluer les besoins actuels et futurs à la lumière des projections antérieures des services publics et des expériences récentes pour déterminer, cas par cas, s'il est nécessaire d'avoir recours à une nouvelle capacité de production.

Nous aurons tout de même besoin d'une capacité de production supplémentaire à un moment ou un autre dans l'avenir. Cette nouvelle capacité sera-t-elle planifiée et construite lorsqu'elle sera nécessaire?

La volonté et l'aptitude de construire de nouvelles génératrices ont été clairement démontrées dans les États où les besoins futurs ont été précisés. En outre, les États se tournent de plus en plus vers des méthodes de planification plus efficaces de la capacité de production fondées sur les marchés et grâce auxquelles ils pourront s'assurer d'un approvisionnement adéquat et fiable, à des tarifs concurrentiels.

2. Les appels d'offres

De nombreux États — particulièrement dans les régions du Nord-Est, de l'Atlantique centre et de l'Ouest — planifient résolument l'accroissement de la capacité de production. Dans la plupart des cas, ces États ont reconnu qu'il existe maintenant, au sein des entreprises de services publics, une concurrence au niveau de la production et qu'il est justifié d'avoir recours à une certaine forme d'appels d'offres pour accroître la capacité de production.[2]

Plus précisément, vingt-sept États ont adopté une procédure par appels d'offres ou permis d'y avoir recours, sont en train d'élaborer un programme d'appels d'offres, ou ont demandé à leur service public de procéder à des

---

[2] Nos recommandations ayant trait à la structure et au fonctionnement d'un schéma approprié d'appels d'offres sont présentées dans la publication intitulée « Profiles in Electricity Issues: Competitive Bidding », que l'on peut se procurer sur demande auprès d'ELCON.

appels d'offres après des RFP.[3] Sept États ont élaboré et mis en oeuvre des programmes d'appels d'offres. Dix services publics appartenant à des investisseurs ont mis en oeuvre un programme d'appels d'offres sans avoir obtenu au préalable l'approbation officielle de leur commission des services publics. Trois entités publiques d'électricité ont procédé à des appels d'offres. Dix États ont demandé à leurs services publics d'élaborer des programmes d'appels d'offres.

En décembre 1989, on avait lancé 41 appels d'offres pour la production d'environ 100 000 MW. La plupart de ces appels d'offres s'adressaient à tous les types de producteurs. Des gagnants ont été choisis dans 24 cas, ce qui représente 143 projets et 5743 MW. Les techniques utilisant le charbon et le gaz naturel représentent 70 % des soumissions retenues.

Il n'est pas étonnant que les appels d'offres aient attiré un grand nombre de promoteurs extérieurs aux services publics (les « QF ») et de producteurs indépendants d'électricité. Les services publics et les commission de réglementation de leur État ont constaté que la réponse aux appels d'offres ont dépassé, de loin, les besoins précisés. En effet, les soumissions portaient sur des quantités 10 fois, 20 fois et même 30 fois plus élevées que celles précisées dans l'appel d'offres (voir le tableau 1).

ELCON appuie le recours aux appels d'offres et croit que, grâce à une concurrence fonctionnelle au sein des marchés de l'électricité en bloc, on pourra s'assurer que les coûts seront le plus bas possible et qu'ils iront de pair avec un approvisionnement adéquat et fiable. ELCON approuve également le fait que l'on s'adresse à tous les types de producteurs lors des appels d'offres, à condition que les producteurs extérieurs aux services publics (PESP) aient accès, sans discrimination, aux installations de transport ou de transit de façon que le processus d'appels d'offres soit juste et efficace.

---

[3] Les données mentionnées dans ce paragraphe sont tirées de « Bidding for Power: The Emergence of Competitive Bidding in Electric Generation », National Independent Energy Producers, Washington, D.C., avril 1990.

Tableau 1

RÉPONSES AUX APPELS D'OFFRES AUPRÈS DES RFP[1]

Service public	Demande (megawatts)	Réponse (megawatts)	Rapport réponse/dema
CA:			
Northern California Power Agency	330	3,580	11
DE/MD:			
Delmarva Power	100	830	8
FL:			
Seminole Electric Cooperative	440	1,989	5
HI:			
Hawaii Electric Company - 1er	146	618	4
Hawaii Electric Company - 2e	500	3,000	6
IN:			
Indiana Municipal Power Agency	160	750	5
ME:			
Central Main Power - 1984	100	462	5
- 1984	100	314	3
- 1987	100	1,447	14
- 1987	100	907	9
- 1989	700	2,179	3
Bangor Hydro	60	936	16
MA:			
Boston Edison Co. - 1987	200	1,840	9
- 1989	200	2,827	14
Cambridge Electric Company	33	131	4
Commonwealth Edison Company	76	914	12
Eastern Ed. - 1988	30	179	6
- 1989	30	337	11
Fitchburg	11.7	455	39
Western MA Electric Company	54	382	7
New England Power Company	200	4,729	24
NV:			
Sierra Pacific Power Company	125	3,200	26
NH:			
Public Service Co.	50	557	11
NJ:			
Jersey Central Power & Light	270	768	3
NY:			
Orange & Rockland Utilities	150	1,425	10
OH:			
American Municipal Power	100	1,075	11
TX:			
Sam Rayburn Electric Cooperative	25+	136	5
VT:			
Central VT Public Service Company	50	660	13
Green Mountain Power Company	240	806	3
VA:			
Virginia Power Company 1988	1,750	14,653	8
1989	300	2,139	7
WA:			
Puget Sound Power & Light	100	1,241	12

Source: National Independent Energy Producers

[1]En date du 31 décembre 1989

Les appels d'offres s'adressant à tous les types de producteurs et l'accès aux installations de transport limitent l'exercice d'un monopsone par les services publics qui achètent de l'électricité. La solution de rechange, c'est-à-dire les appels d'offres s'adressant aux « QF » seulement, ne favorise pas autant la concurrence que les appels d'offres s'adressant à tous les types de producteurs. Cette dernière forme d'appels d'offres, ainsi que l'accès aux installations de transport, préviendrait les effets négatifs majeurs sur les droits des « QF », qui sont prévus dans la loi, tout en offrant des garanties qui protégeront l'intégrité du processus d'appel d'offres.

ELCON croit que les préoccupations légitimes touchant la fiabilité de l'approvisionnement, la capacité de production, les achats d'électricité en bloc ou le transport de l'électricité par des moyens économiques devraient être atténuées grâce à un débat public sommaire tenu par l'organisme de réglementation approprié. Ce débat aurait lieu avant que l'on accorde des droits de transit et il permettrait aux services publics de réfuter les allégations à l'effet que la capacité de transit existe.

2. La PUHCA

Certains services publics semblent intéressés à l'aménagement de nouvelles installations tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du territoire qu'ils desservent. Ils avancent que les principes de la concurrence exigent que tous les fournisseurs potentiels d'une nouvelle capacité de production puissent entrer dans la compétition. Ces services publics ou leurs filiales « indépendantes » constitueraient simplement un autre concurrent. Toutefois, la *Public Utility Holding Company Act* (PUHCA) de 1935 empêche les services publics de construire des installations à l'extérieur de leur territoire. Des propositions de modifications à la PUHCA ont été déposées devant le Congrès américain.

La PUHCA a été adoptée en réaction aux abus de pouvoir des services publics sur le marché de l'électricité, notamment la divulgation de renseignements inadéquats, l'imputation des coûts des filiales à leurs propres opérations et l'obstruction aux règlements des États.

La PUHCA restreint actuellement la participation des PESP. Ces derniers peuvent accroître de façon substantielle la concurrence sur les marchés des achats d'électricité en bloc. ELCON appuie les modifications à la PUHCA qui

permettraient d'accroître la vraie concurrence.[4]

Nous nous préoccupons beaucoup, toutefois, de ce que la participation des services publics à la production « indépendante » d'électricité puisse mener à une augmentation marquée des auto-transactions à l'intérieur des services publics et à d'autres abus. Nous recommandons donc vivement de faire une distinction claire et nette entre les « véritables producteurs indépendants » et les « filiales des services publics ».

Les véritables producteurs indépendants devraient être favorisés s'ils peuvent faire l'objet d'une supervision adéquate de la part des organismes de réglementation. Cette supervision peut prendre la forme d'un examen du contrat et/ou d'un système d'appels d'offres juste et sans favoritisme. La détention du capital-action des filiales par des services publics soulève de vives préoccupations quant aux auto-transactions et aux abus possibles. Toute modification à la PUHCA permettant la participation des filiales devrait prévoir un mécanisme de réglementation renforcé applicable par l'État et l'atténuation de la possibilité d'auto-transactions. Pour ELCON, l'accès aux installations de transport constitue une condition essentielle à l'efficacité que l'on veut atteindre par ces réformes. Nous proposons l'établissement d'un lien entre la réforme de la PUHCA et l'accès aux installations de transport. Ce lien suppose une « échelle mobile » qui tient compte de la possibilité d'auto-transactions. Cette échelle est décrite à l'annexe C du présent document.

En résumé, la volonté de construire de nouvelles installations a été démontrée clairement. Cette volonté s'exprime dans un cadre concurrentiel axé sur le marché. On n'a pas démontré que le gouvernement américain devait faire de nouveaux efforts pour stimuler la construction de génératrices d'électricité. La question touchant un approvisionnement adéquat et fiable pour l'avenir est une question de synchronisation. Quand devrait-on entreprendre de nouvelles constructions? La réponse dépendra et devrait dépendre du contexte économique ainsi que de la sagesse collective et des décisions du marché.

---

[4] L'annexe C renferme les détails de notre position face à la réforme de la PUHCA.

B. Deuxième objectif : une efficacité maximale

1. La maximisation de l'efficacité dans les marchés de l'électricité en bloc

L'industrie des services publics d'électricité devient plus concurrentielle. Pourtant, on peut affirmer que c'est l'industrie la plus réglementée de l'économie américaine. L'électricité est la seule grande ressource énergétique encore assujettie à des contrôles réglementaires allant de l'étape de la production à l'étape de la vente au détail. Toutes les autres formes d'énergie sont très peu réglementées à l'étape de la production, et les prix de gros sont déterminés par des marchés concurrentiels.

a. L'accès aux installations de transport

ELCON croit qu'une concurrence accrue peut maximiser l'efficacité et avoir pour résultat des coûts plus bas pour les consommateurs d'électricité. Nous préconisons une concurrence accrue au sein des marchés de l'électricité en bloc comme moyen de s'assurer que les coûts seront le plus bas possible et qu'ils iront de pair avec un approvisionnement adéquat et fiable. Toutefois, pour que le marché de l'électricité en bloc soit à la fois fonctionnel et concurrentiel, de nombreux vendeurs et de nombreux acheteurs doivent cherchent à conclure entre eux les meilleures transactions possibles. Cela signifie que tout vendeur ou acheteur doit avoir un accès garanti aux installations de transport (c.-à-d. de transit) pour que ce marché fonctionne efficacement. Nous recommandons vivement aux organismes de réglementation de rendre plus efficaces les marchés de l'électricité en gros par l'adoption de politiques préconisant un plus grand accès aux installations de transport.[5] Il est à noter qu'une étude récente menée par l'Office of Technology Assessment conclut que, sur le plan technique, rien n'empêche d'augmenter l'accès aux installations de transport sur les réseaux électriques du pays et ce, de façon à promouvoir une plus grande concurrence au sein des marchés de l'électricité en bloc.[6]

---

[5] La position d'ELCON au sujet de l'accès aux installations de transport est décrite dans « ELCON's Wheeling Policy » que l'on peut se procurer sur demande auprès d'ELCON.

[6] U.S. Congress, Office of Technology Assessment, Electric Power Wheeling and Dealing: Technological Considerations for Increasing Competition, OTA-E-409 (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, May 1989), p. 128.

Bien que la concurrence puisse et doive être encouragée dans les marchés de l'électricité en bloc, elle n'est ni pratique ni possible sur le plan du transport de l'électricité. Le propriétaire d'un réseau de transport doit nécessairement être un monopoleur. Le transport de l'électricité doit donc faire l'objet d'une réglementation stricte. Il devrait favoriser la concurrence au sein des marchés de l'électricité en bloc, non l'étouffer.

b. Le choix de l'emplacement et planification des installations de transport

Nous croyons également que le choix de l'emplacement et la construction de nouvelles installations de transport ne doivent pas être entravés inutilement et qu'il faut exiger des services publics qu'ils construisent ou améliorent leurs installations là où un tel besoin est évident. Les organismes de réglementation devraient encourager la mise en oeuvre, à l'échelon du pays et des États, de politiques et de règlements qui accéléreront le choix des emplacements et la délivrance de permis des nouvelles installations. Les risques que pourraient présenter, pour la santé, les champs électromagnétiques produits par les installations de transport — et, en fait, par tout équipement et appareil électrique et électronique — ne doivent pas servir d'excuse pour entraver le choix de l'emplacement et la construction de telles installations tant que l'on n'aura pas déterminé les risques réels pour la santé des champs électromagnétiques. Plutôt que de construire de nouvelles installations de production, il pourrait être moins coûteux et plus efficace d'aménager des installations de transport ou de les améliorer pour faciliter les grands marchés de l'électricité en bloc à l'intérieur des États et entre les États. De nombreuses régions possèdent déjà, et continueront de posséder dans un avenir prévisible, une capacité de production excédentaire. Les possibilités sont toutefois limitées quant au transport de cette électricité vers des marchés éloignés.[7]

---

[7] À cet égard, nous appuyons la recommandation du groupe de travail sur le transport de l'électricité de la Federal Energy Regulatory Commission (parue dans le rapport d'octobre 1989) qui favoriserait la construction de nouvelles installations de transport là où la capacité de transfert existante ou prévue est insuffisante. Ce même rapport fait la mise en garde suivante : dans le cas des nouvelles installations, une politique adéquate de fixation des prix ne devrait pas permettre le recouvrement entier de tous les coûts en capital d'une amélioration auprès du premier client qui signe un contrat prévoyant une augmentation à long terme du transport de puissance garantie, si la puissance

2. La maximisation de l'efficacité dans les marchés de l'électricité au détail

Les organismes de réglementation devraient reconnaître l'importance de l'efficacité dans la production, le transport et la consommation de l'électricité. Malheureusement, le terme « efficacité » ne signifie pas la même chose pour tout le monde. Pour les consommateurs, on peut parler de véritable efficacité lorsque les coûts de production d'un approvisionnement adéquat et fiable sont réduits au minimum.

a. La planification du moindre coût

Une véritable efficacité est très importante pour les consommateurs industriels d'électricité. Les industriels font face à une vive concurrence sur le plan national et international, laquelle ne leur permet pas d'imputer les coûts plus élevés à leurs clients. Leurs coûts de production doivent être concurrentiels s'ils veulent rester en affaires. Les services publics doivent planifier, construire (au besoin) et fonctionner selon la politique du moindre coût s'ils veulent que le prix de leurs produits soit concurrentiel. Pour nous, le moindre coût se définit comme la minimisation à long terme des besoins en revenus d'un service public, et cette minimisation doit aller de pair avec un approvisionnement adéquat et fiable en électricité.[8] Nous croyons qu'un

---

obtenue après l'amélioration excède les besoins du client. Federal Energy Regulatory Commission, The Transmission Task Force's Report to the Commission, Electricity Transmission: Realities, Theory and Policy Alternatives, (Washington, D.C.: Federal Energy Regulatory Commission, October 1989), p. 173.

[8] Notre définition est conforme à celle de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) :

Le terme « stratégie énergétique du moindre coût » est souvent associé à ce que l'on appelle la « voie douce » de l'approvisionnement en énergie : une production d'électricité à petite échelle et décentralisée et des ressources en combustible renouvelables. Ici, le terme est utilisé dans son sens littéral : il s'agit d'approvisionner les clients en électricité, à court terme et à long terme, au coût le plus bas possible (dans le sens économique du terme) sans que l'on détermine au préalable si l'électricité est produite par des techniques « douces » ou « dures » ou par une combinaison des deux. En tant qu'organisme de réglementation, nous cherchons à supprimer tout obstacle qui pourrait empêcher les services publics de fournir à leurs clients un approvisionnement fiable en électricité au coût le plus bas possible.

plan du moindre coût fondé sur cette définition constitue un plan efficace d'un point de vue économique.

Selon cette définition, la planification du moindre coût n'est pas une notion nouvelle. L'un des objectifs premiers de la réglementation des services publics a toujours été celui du moindre coût. La planification du moindre coût exige un examen attentif de toutes les options d'approvisionnement et de demande.

Pour ce qui est de l'approvisionnement, ELCON croit qu'il faut compter sur les techniques classiques de production d'électricité et les combustibles traditionnels pour satisfaire la plus grande partie de nos besoins en électricité, du moins d'ici l'an 2000. La quantité supplémentaire d'électricité pouvant être produite de façon économique à partir d'autres sources d'énergie (solaire, éolienne, hydrique et géothermique) et d'autres techniques (production combinée) sera très limitée au cours des deux prochaines décennies. Bien que les combustibles fossiles demeureront, pendant quelques années encore, la principale ressource énergétique de nos centrales électriques, il ne faut pas négliger les autres options. Ainsi, nos intérêts à long terme en matière d'énergie sont clairement servis par des mesures comme l'amélioration des procédures de délivrance de permis et la normalisation des installations, qui mettent en valeur l'aspect économique de l'option nucléaire.

Pour fonctionner au moindre coût, les services publics doivent planifier et exploiter des installations de production combinée de façon à minimiser les coûts pour leurs diverses catégories de clients. Le moindre coût tient compte des compromis devant exister entre les coûts thermiques et les délais de construction plus longs. Il équilibre également les coûts moins élevés à court terme imputables à la dépendance face à un combustible, la diversité des combustibles présentant une plus grande sécurité. Fondamentalement, toutefois, un plan ne peut être qualifié de plan du moindre coût s'il ne maximise pas l'efficacité économique et s'il entraîne des prix plus élevés pour les consommateurs.

Malheureusement, ce point ne fait pas l'unanimité. Pour certains, le moindre coût semble signifier la mise en oeuvre, par les services publics, de programmes axés sur la demande ou sur le consommateur, quels qu'en soient les impacts nets sur les coûts ou sur le payeur. La ligne de démarcation

---

Federal Energy Regulatory Commission, 48 Federal Register 21163, May 11, 1983.

historique entre les rôles propres aux services publics et aux consommateurs se trouve ainsi estompée, et cela nous préoccupe. Dans un tel régime, les services publics ne sont pas que des fournisseurs d'électricité traditionnels, car on leur donne également le droit de prendre des décisions quant à la façon dont l'électricité est consommée, à quel moment et à quel endroit. Essentiellement, on leur demande d'usurper les droits existants des consommateurs quant à la planification et à la prise en main de leur destinée.

À l'heure actuelle, les consommateurs se procurent de l'équipement et des appareils d'utilisation finale (y compris le service d'entretien) dans des marchés concurrentiels. Les services publics ne fonctionnement pas dans des marchés concurrentiels. Ce sont des monopoleurs réglementés. Nous remettons sérieusement en question le bien-fondé de permettre à une entité réglementée d'intervenir dans le fonctionnement de marchés concurrentiels. Pour des raisons historiques et institutionnelles, les services publics ne partagent pas les mêmes motivations que les intervenants des industries concurrentielles. Si l'on permettait à ces fournisseurs réglementés d'entrer dans la compétition, on ouvrirait la porte à l'inefficacité et, peut-être, à un comportement anti-concurrence. Nous remettons sérieusement en question la notion selon laquelle un marché efficace de l'équipement et des appareils d'utilisation finale peut être établi et maintenu par des organismes de réglementation ou toute autre forme d'intervention du gouvernement.

b. Les options du moindre coût

Les services publics ont toutefois le choix entre deux options du volet « demande »; ces options jouent un rôle légitime dans les marchés concurrentiels et peuvent contribuer à rendre ces marchés plus efficaces et à atteindre l'objectif du moindre coût. Ces options sont les suivantes : 1) les signaux tarifaires appropriés, et 2) les programmes maximisant la quantité et la qualité d'information atteignant le marché. À notre avis, les imperfections présumées du marché, qui ont entraîné une sous-utilisation des moyens permettant d'économiser l'énergie ou d'améliorer l'efficacité énergétique, peuvent être attribuées en grande partie à de mauvais signaux tarifaires et/ou au fait que les consommateurs ont été mal informés.

1) Les signaux tarifaires

Les réseaux publics de distribution d'électricité devraient fonder leurs tarifs sur les coûts réels des services qu'ils offrent. Lorsque cela est rentable sur le plan économique, on devrait avoir recours à des signaux tarifaires sensibles au temps, qui refléteraient les coûts que doivent supporter les services publics à différents moments de la journée. Des tarifs sensibles au temps devraient être établis pour les classes de consommateurs résidentiels et commerciaux, de même que pour les classes industrielles où cette pratique se fait le plus couramment. Les signaux tarifaires fondés sur les coûts indiqueraient plus précisément aux consommateurs les impacts de leur consommation sur le service public et, ce qui est plus que probable, entraîneraient une consommation plus efficace de l'énergie électrique. Lorsque cela est rentable, les services publics devraient offrir d'autres formes de tarifs « dégroupés », par exemple, des tarifs pour un approvisionnement interruptible.

Les tarifs applicables à chaque classe de clients devraient refléter les coûts supportés par les services publics pour satisfaire les besoins respectifs de ces classes. Subventionner les tarifs d'une classe de consommateurs aux dépens d'une autre va à l'encontre des buts du moindre coût. Par exemple, si l'on subventionne les tarifs résidentiels, on encourage ainsi les particuliers à consommer plus d'électricité qu'ils ne le feraient normalement. Les gens ne seront pas incités à économiser l'énergie et à acheter des appareils électroménagers ayant un bon rendement énergétique. Par contre, des tarifs industriels artificiellement élevés incitent les entreprises industrielles à aménager ailleurs leurs installations consommant de grandes quantités d'électricité ou à explorer la possibilité de produire leur propre électricité, y compris par des techniques de production combinée.

Les services publics devraient s'employer à corriger les signaux tarifaires.[9] Cela exige l'élimination des subventions interclasses, la suppression des frais prélevés sur les premiers versements en vue du recouvrement des coûts en capital, et l'établissement de tarifs qui reflètent

---

[9] On irait tout à fait à l'encontre des buts poursuivis si l'on mettait en oeuvre des programmes de gestion de la demande comportant des mesures incitatives touchant l'achat ou l'utilisation d'équipement ou d'appareils d'usage final <u>avant</u> de corriger les tarifs de façon à envoyer des signaux tarifaires fondés sur les coûts.

les coûts variant en fonction du temps lorsque cela est rentable.

2) Les programmes d'information

Les clients informés sont davantage en mesure que les clients non informés de prendre des décisions éclairées quant à leur consommation. En fait, l'information est essentielle au bon fonctionnement des marchés concurrentiels. Par conséquent, des programmes d'information comportant des communications directes avec les clients, des campagnes publicitaires et de mise en marché ciblées, des projets conjoints avec les fournisseurs d'équipement et d'appareils, des ateliers de sensibilisation, une aide technique et la diffusion d'autres renseignements aux clients peuvent contribuer à l'objectif du moindre coût. Les services publics doivent également effectuer à l'interne des recherches sur les marchés et faire appel à des experts de la mise en marché afin de transmettre plus efficacement les renseignements appropriés à leurs clients.

Dans la mesure où les coûts de tels programmes sont minimes, les programmes d'information offrent des possibilités intéressantes. Toutefois, certains peuvent être très coûteux et l'on devrait les évaluer soigneusement pour s'assurer de la rentabilité de leur mise en oeuvre. Dans tous les cas, les bénéficiaires directs d'un programme donné devraient en assumer les coûts.

c. Autres programmes touchant la demande

Les programmes touchant la demande et non limités aux seuls signaux tarifaires et à la diffusion de renseignements, c'est-dire les programmes de gestion de la demande, doivent être soigneusement évalués. De tels programmes ne doivent pas faire augmenter les coûts pour d'autres clients, car cela entraînerait une distorsion des signaux tarifaires. Il faut faire la distinction entre la capacité de production et les économies d'énergie, et les rajustements des taux ou des tarifs doivent tenir compte de cette distinction. Les méthodes de répartition des coûts des programmes de gestion de la demande devraient être mises au point ou révisées seulement après que le public en ait été avisé et qu'il ait eu l'occasion de les examiner. Pour appuyer ces efforts, on devrait exiger des services publics qu'ils mettent à jour et utilisent des études sur les coûts des services de façon que tous les coûts soient répartis selon les classes appropriées de clients (ou, le plus possible,

à des clients individuels) en proportion des avantages reçus.

En résumé, les services publics doivent établir leurs plans, construire leurs installations et les exploiter en fonction du moindre coût. Le meilleur moyen d'y parvenir, c'est de promouvoir de façon éclairée une plus grande concurrence entre les marchés de l'électricité en gros et au détail.

C. Troisième objectif : l'amélioration de la qualité de l'environnement

Les compagnies membres d'ELCON sont très préoccupés par les questions touchant l'environnement. Ils ont contribué largement (et continueront de le faire) aux milliards de dollars consacrés chaque année à la protection de la qualité de l'air, de l'eau et des sols. Toutefois, nous sommes de plus en plus préoccupés des incohérences possibles entre les politiques énergétiques et les politiques environnementales de notre pays. Nous croyons que les politiques énergétiques américaines ne doivent pas entrer en conflit avec les efforts visant la protection de l'environnement.

Pour ce qui est du troisième objectif de la réglementation, nous nous inquiétons des impacts des règlements à venir sur les précipitations acides et des propositions avancées en vue de s'attaquer au problème du changement présumé du climat global.

1. Les précipitations acides

Le président Bush a proposé une réglementation globale touchant la lutte contre la pollution atmosphérique (Clean Air Legislation, H.R. 3030), qui comprend des dispositions sur les précipitations acides à la section V. Le Sénat a approuvé une version modifiée du projet de loi et la Chambre étudie actuellement la réglementation. Nous croyons qu'il serait très coûteux de mettre en application les dispositions touchant les précipitations acides. Il reste à démontrer que les avantages découlant d'une telle réglementation seront supérieurs aux coûts de son application.

En ce qui a trait au projet de loi, nous nous préoccupons surtout des importantes mesures incitatives supplémentaires prévues dans les règlements et visant les services publics qui adoptent des techniques utilisant le charbon épuré (TCE). Les mesures incitatives s'appliqueraient à un nombre limité de TCE répondant aux critères du programme de démonstration des TCE du ministère de l'Environnement. Nous croyons que ces mesures incitatives iraient à

l'encontre du but visé et accroîtraient grandement les coûts pour les consommateurs sans toutefois présenter des avantages supplémentaires pour l'environnement.

La proposition comporterait des taux de rendement incitatifs sur les investissements dans les TCE, un amortissement accéléré et une protection contre les examens de contrôle effectués par la commission de réglementation concernée.

ELCON appuie fortement le programme des TCE du ministère de l'Environnement. Ce programme contribue à l'accroissement du nombre d'options de combustion du charbon ayant la plus grande rentabilité et le minimum d'impacts sur l'environnement. Toutefois, les mesures incitatives proposées vont trop loin. Si elles sont appliquées par la FERC et qu'elles sont obligatoires pour les commissions des services publics des États, elles pourraient faire augmenter grandement le coût de l'électricité pour les consommateurs industriels et autres, sans réduire pour autant les précurseurs des précipitations acides. De plus, les pratiques actuelles de tarification attribuent aux consommateurs industriels une part disproportionnée de ces coûts, ce qui crée une distorsion des signaux tarifaires transmis à toutes les classes de consommateurs.

Nous croyons que les commissions fédérales et d'État chargées de la réglementation des services publics devraient déterminer si des mesures incitatives doivent être appliquées, et ce, cas par cas. Ce pouvoir discrétionnaire existe déjà. Tout règlement sur les précipitations acides exigera des services publics qu'ils adoptent les mesures appropriées pour atteindre les objectifs de la loi. Les procédures actuelles de réglementation assurent une mise en oeuvre rentable tout en protégeant les intérêts des consommateurs. Nous croyons également que, au besoin, tout élargissement du programme actuel de démonstration des TCE du ministère de l'Environnement devrait être financé à l'aide de mesures fiscales incitatives ou de subventions provenant des revenus généraux.

Enfin, ELCON appuie la décision de l'administration Bush d'incorporer, dans la proposition de règlement sur les précipitations acides, des méthodes fondées sur les marchés, notamment les échanges de droits d'émission. Des échanges de droits d'émissions conçus, mis en oeuvre et administrés de façon adéquate sont préférables aux méthodes traditionnelles de réglementation où l'on ne fait que « régir et contrôler ». Si l'on permet aux forces du marché de choisir les stratégies à adopter en matière d'observation des règlements, il

pourrait en résulter une réduction des coûts globaux d'observation. En effet, dans une étude récente, l'Environmental Protection Agency conclut que l'on pourrait réaliser des économies de coûts de l'ordre de 80 % grâce à l'échange des droits d'émission. Les efforts visant la promotion des TCE à l'aide des nouvelles mesures réglementaires incitatives pourraient aller à l'encontre du but visé en entravant les stimulants du marché, dont la capacité d'allocation optimale des ressources est plus supérieure.

Nous croyons que les politiques environnementales devraient maximiser la souplesse d'observation des règlements dont bénéficient les services publics d'électricité. Cette souplesse, telle qu'elle est prévue dans le programme des TCE du ministère de l'Environnement et la proposition du président Bush touchant l'échange des droits d'émission, contribuera à la mise au point de solutions plus rentables visant la protection de l'environnement.

Les règlements sur les précipitations acides pourraient avoir un impact marquant sur les caractéristiques de consommation et d'utilisation de l'électricité. ELCON croit fermement que, si de tels règlements sont adoptés, on devrait exiger explicitement une analyse de leurs répercussions possibles sur le fonctionnement des services publics, les consortiums d'électricité et les marchés inter-États d'électricité en bloc. Les règlements devraient donner aux consommateurs d'électricité des occasions raisonnables d'atténuer les augmentations des tarifs en permettant le remplacement des sources traditionnelles d'énergie par d'autres sources moins coûteuses. Les règlements devraient également exiger une comparaison soigneuse des coûts totaux, y compris les pertes d'emplois, et des avantages prévus avant d'obliger les consommateurs à verser les milliards de dollars que représenteront la hausse des tarifs d'électricité.

2. Le changement climatique global

La communauté internationale a récemment entrepris des projets coopératifs pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, malgré que des incertitudes subsistent toujours quant au fondement scientifique des allégations touchant le réchauffement global. Les États-Unis sont le plus grand consommateur d'énergie du monde et l'on exerce sur eux des pressions immenses pour qu'ils prennent des mesure unilatérales afin de réduire les émissions <u>avant</u> la conclusion d'une entente internationale. Toute politique visant la réduction des gaz à effet de serre — particulièrement le dioxyde de carbone — pourrait avoir des

répercussions marquées sur les marchés nationaux et mondiaux de l'énergie. Les effets secondaires de telles modifications pourraient également entraîner des changements majeurs dans la production industrielle et la compétitivité des États-Unis sur les marchés mondiaux.

ELCON presse les organismes de réglementation d'aborder la question du changement climatique global avec une extrême prudence. Nous devons nous attaquer aux risques immenses que présente, pour nos systèmes économique, social et politique, la mise en oeuvre de mesures prématurées qui retarderaient de façon visible le changement climatique global présumé ou stabiliseraient le climat. Nous croyons que tout engagement de la part des États-Unis doit être fondé sur des preuves scientifiques solides pouvant être évaluées de façon critique. Des mesures devraient être prises seulement à mesure que les indices scientifiques sont validés. Les interventions des États-Unis, qu'elles supposent ou non la collaboration de la communauté mondiale, doivent refléter l'analyse détaillée de toutes les ramifications économiques, politiques et sociales possibles de ces interventions, y compris les relations de concurrence et la croissance de la population sur le plan mondial. Enfin, nous demandons que toute mesure de réduction des émissions de gaz à effet de serre vise simultanément tous les gaz à effet de serre et non pas un gaz à la fois. Nous croyons fermement qu'il est nécessaire d'accroître la surveillance de l'atmosphère et du climat et de mener d'autres recherches scientifiques afin d'améliorer nos connaissances sur ce phénomène complexe. À cet égard, ELCON appuie la déclaration faite par le président Bush le 5 février 1990 lors de la troisième réunion plénière de l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Dans cet important discours, le président a souligné la nécessité d'effectuer plus de recherches scientifiques sur la nature des systèmes climatiques et sur la possibilité d'un changement climatique avant de proposer une politique d'intervention.

IV. RÉSUMÉ

ELCON croit qu'une utilisation accrue des forces du marché permettra d'atteindre les importants objectifs touchant l'approvisionnement adéquat et fiable en électricité, la maximisation de l'efficacité et l'amélioration de la qualité de l'environnement.

Grâce aux forces du marché, on pourra s'assurer d'un approvisionnement adéquat et fiable en électricité en laissant la concurrence, dont la capacité

d'allocation optimale des ressources est supérieure, déterminer à qui doivent appartenir les nouvelles sources de production et quelle doit être la nature de ces sources. ELCON appuie le recours à des appels d'offres par les États et les services publics dans les plans d'aménagement de nouvelles installations de production. ELCON appuie également les modifications à la *Public Utility Holding Company Act* (PUHCA) grâce auxquelles on pourrait accroître la véritable concurrence.

Les forces du marché peuvent contribuer à maximiser l'efficacité des marchés de gros et de détail de l'électricité. L'électricité est la seule grande source d'énergie encore soumise à des contrôles réglementaires allant de l'étape de la production à l'étape de la vente au détail. ELCON croit que la véritable concurrence dans le marché de gros (électricité en bloc) rendra ce marché plus efficace et assurera un approvisionnement adéquat et fiable au coût le plus bas possible. Toutefois, la véritable concurrence exige qu'il y ait de nombreux acheteurs et de nombreux vendeurs d'électricité. Cela suppose un accès plus grand aux installations de transport d'électricité par tous les vendeurs potentiels. Nous croyons que les organismes de réglementation devraient faire en sorte que tous les fournisseurs aient plus facilement accès au réseau d'électricité du pays et ce, pour maximiser l'efficacité à laquelle la concurrence peut donner lieu. ELCON croit que l'on peut également accroître l'efficacité des marchés de la vente au détail de l'électricité en incitant les services publics à transmettre de meilleurs signaux tarifaires à leurs acheteurs et en augmentant la quantité et la qualité des renseignements à la disposition des consommateurs d'électricité dans les marchés des produits et services d'utilisation finale.

Enfin, les forces du marché peuvent constituer un outil valable dans l'amélioration de la qualité de l'environnement. Les membre d'ELCON se préoccupent beaucoup de l'environnement. Ils ont consacré et continueront de consacrer des centaines de millions de dollars chaque année à la protection de la qualité de l'air, de l'eau et des sols. Toutefois, nous nous préoccupons également des effets dévastateurs possibles de ces coûts sur la compétitivité de l'industrie américaine dans les marchés mondiaux et sur l'économie américaine en général. Nous croyons que les coûts globaux de la protection de l'environnement peuvent être minimisés si le recours aux forces du marché est préconisé à titre de stratégie d'observation des règlements. Par exemple, ELCON appuie la décision de l'administration Bush d'incorporer, dans la proposition de règlement sur les précipitations acides, des méthodes fondées

sur les marchés, notamment les échanges de droits d'émission. Des échanges de droits d'émissions conçus, mis en oeuvre et administrés de façon adéquate sont préférables aux méthodes traditionnelles de réglementation où l'on ne fait que « régir et contrôler ». Grâce à la souplesse de la méthode d'échange des droits d'émission, on pourra s'assurer de la mise en oeuvre de la solution la plus rentable au problème de la pollution atmosphérique.

Annexe A

ELCON

MISE SUR PIED :
le 15 janvier 1976

STRUCTURE :
Association de consommateurs industriels d'électricité

BUT :
Promouvoir l'élaboration et l'adoption de politiques fédérales, d'État et locales qui soient coordonnées, rationnelles et cohérentes, et qui assureront à tous les usagers un approvisionnement adéquat, fiable et efficace en électricité, à des prix fondés sur les coûts supportés dans la prestation des services aux clients.

PRINCIPES FONDAMENTAUX :

- Les tarifs d'électricité devraient être fondés sur les coûts des services offerts par les réseaux publics de distribution d'électricité.
- La fiabilité à court terme et la disponibilité à long terme d'électricité doit être assurée de façon adéquate.
- Sur le plan de la viabilité, du développement et de la croissance économiques, il est important que les sources de combustible servant à la production d'électricité soient continues, adéquates et d'un prix raisonnable.
- Les coûts des services publics d'électricité devraient refléter l'efficacité et la bonne gestion des opérations de ces services.
- Les services publics d'électricité devraient pouvoir tirer des revenus équitables de leurs opérations afin de pouvoir satisfaire leurs besoins actuels et futurs en capitaux.
- Les processus de réglementation fédéraux et d'État devraient être fiables et appliqués en temps opportun.

ACTIVITÉS :

- Représenter les points de vue de l'industrie dans un dialogue constructif engagé avec tous les consommateurs et fournisseurs d'électricité, les organismes de réglementation et les services gouvernementaux fédéraux et d'État, d'une façon factuelle et objective.

- Sensibiliser les gens quant aux raisons touchant l'augmentation des coûts de l'électricité et promouvoir les façons possibles de freiner les coûts.
- Constituer une base de données objectives reconnaissant les problèmes actuels et prévus en matière d'électricité et suggérer des solutions pratiques à ces problèmes.

ELECTRICITY CONSUMERS RESOURCE COUNCIL

The West Tower
1333 H Street, N.W. 8th Floor
Washington, D.C. 20005
(202) 682-1390

Annexe B

Annexe B

L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ ET LA GRANDE VAGUE DE FROID DE 1989

D'après certains analystes, la dernière vague de froid est une indication claire que les prévisions du NERC sont erronées. Ils soutiennent que la capacité de production est inadéquate, même à l'heure actuelle. Ces affirmations sont, au mieux, trompeuses, et, au pire, préjudiciables.

Une grande vague de froid a effectivement frappé le sud du pays — surtout la Floride et le Texas — en décembre 1989.[10] La Florida Power Corporation (FPC) a connu une augmentation de 21 % de la charge de pointe par rapport à l'hiver 1988-1989, et la charge de pointe de la Tampa Electric (TECO) a augmenté de près de 20 % par rapport à celle de l'année précédente. La plupart des services publics de la Floride ont eu recours à des occultations en chaîne. La Lower Colorado River Authority, le San Antonio City Public Service, la Texas Utilities, la Houston Lighting and Power et plusieurs autres services publics ont procédé, d'une façon ou d'une autre, à des occultations en chaîne ou à des délestages de la puissance garantie.

Les délestages ont causé de graves problèmes à de nombreux clients. Souvent, aucun préavis n'était donné. Les clients ne pouvaient préparer ni leurs produits ni leur équipement en prévision de l'arrêt de l'alimentation. De nombreux instruments électriques sont restés en marche pendant les indisponibilités, et l'équipement et les transformateurs ont été endommagés en raison des surtensions lors du retour à la normale.

Les agriculteurs se sont plaints du fait que la perte de courant les a empêchés de protéger leurs cultures. De nombreuses entreprises industrielles ont dû travailler pratiquement sans arrêt pendant plusieurs jours pour stabiliser à nouveau leur production. Au moins un service public (TECO) a interrompu le courant alimentant les stations de police, les usines de traitement des eaux usées et les services des incendies; même les gens branchés sur des respirateurs ont été touchés. L'évaluation des dommages se poursuit.[11]

Les problèmes comme ceux de décembre 1989 sont incompatibles avec un approvisionnement adéquat et fiable. Ils ne devraient jamais survenir et ils

---

[10] « Cold Wave Forced Rolling Blackouts Through Texas, Florida in December », Electric Utility Week, le 8 janvier 1990, p. 1.

[11] Ibid., p. 18.

ne devraient plus être tolérés.

Même si nous admettons que ces problèmes sont importants, nous devons reconnaître que les solutions possibles sont extrêmement complexes. Une augmentation de la capacité de production installée ne peut, à elle seule, régler le problème. Malheureusement, certains évoquent déjà cette crise pour préconiser l'aménagement de nouvelles centrales à coups de milliards de dollars.[12]

Les problèmes survenus en décembre 1989 ont été causés par plusieurs facteurs différents, dont des indisponibilités programmées et forcées de la puissance existante et des problèmes techniques touchant les installations de transport et de distribution de l'électricité. Aucun spécialiste des prévisions météorologiques et aucun service public n'avait prévu des températures aussi froides et aussi tôt dans la saison. Plusieurs milliers de mégawatts de la capacité de charge de base ont été mis hors service à cause des travaux d'entretien prévus. De plus, plusieurs milliers de mégawatts de puissance ont été perdus en raison de facteurs comme la glace et l'eau accumulées autour des sous-stations, des poissons gelés obstruant les canaux d'alimentation, les règlements de la Nuclear Regulatory Commission, et le manque de combustible. Le tableau B-1 donne des exemples des unités hors service pendant la vague de froid. Des indisponibilités ont également été causées par des facteurs extérieurs à la capacité de production, notamment des disjoncteurs gelés et des câbles brisés.

Nombre des indisponibilités comme celles observées en décembre auraient pu être évitées grâce à une meilleure planification des éventualités, à une meilleure programmation des indisponibilités prévues, à un entretien amélioré, à des approvisionnements en combustibles mieux assurés, à la révision des règlements touchant les centrales nucléaires et à l'amélioration des interconnexions avec d'autres services publics. Si les services publics avaient pu compter davantage sur les charges interruptibles, ils auraient pu procéder à des délestages, ce qui aurait causé moins de torts aux clients. De telles solutions seraient sans doute plus efficaces et plus économiques que la construction d'un grand nombre de nouvelles génératrices.

Compte tenu des problèmes ci-dessus, nous en arrivons à la conclusion que le besoin d'accroître la capacité de production pour satisfaire la demande

---

[12] Par exemple, la Florida Power aurait déclaré qu'elle devrait dépenser 2 milliards de dollars et la FP&L, 5 milliards, pour satisfaire la demande en pareil cas. Ibid., p. 18-19.

prévue jusqu'en 1998 n'a pas été démontré. Par conséquent, il ne nous semble pas justifié de dire que l'on a besoin de nouvelles installations de production en plus de celles prévues ou en construction. Par contre, des améliorations dans la programmation des indisponibilités, l'entretien des installations et la planification des éventualités pourraient, de toute évidence accroître la disponibilité des ressources actuelles, particulièrement lorsque la charge de pointe atteint des sommets.

Tableau B-1

UNITÉS DE PRODUCTION HORS SERVICE
LORS DE LA VAGUE DE FROID DE DÉCEMBRE 1989

Service public	Unité hors service	MW	Combustible	Raison
HL&P	South Texas-1 Nuclear Project	750	Énergie nucléaire	Bris de la génératrice de secours et règlements de la NRC
	South Texas-2 Nuclear Project	750	Énergie nucléaire	Ravitaillement
	Greens Bayou (4-CTs)	240	Gaz	Conditions météorologiques
	Cedar Bayou	693	Gaz	Conditions météorologiques
	Parish-5	636	Charbon	Conditions météorologiques
LCRA			Charbon	
San Antonio	Braunig Lake	800	Gaz	Conditions météorologiques (poissons gelés)
TU	Martin Lake-2	750	Lignite	
TECO	Big Bend-4	450		Entretien régulier
	Gannon-6	360		Entretien régulier
FP&L	Turkey Point-3	688	Énergie nucléaire	Humidité sur les câbles
	Turkey Point-4	688	Énergie nucléaire	Humidité sur les câbles
	Cutler		Gaz	Manque de combustible
	Lauderdale		Gaz	Manque de combustible
	Manatee			Réparations à long terme
	Port Everglades			Réparations à long terme
Seminol	Palatka	600		Conditions météorologiques
FPC	Crystal River-1	370		Entretien prévu

Annexe C

LA POSITION D'ELCON SUR LA RÉFORME DE LA PUHCA

I. La *Public Utility Holding Company Act* (PUHCA) de 1935 a été adoptée en réaction aux abus de pouvoir des services publics sur le marché de l'électricité,[13] notamment la divulgation de renseignements inadéquats, l'imputation des coûts des filiales à leurs propres opérations et l'obstruction aux règlements des États. Des propositions de modifications de la PUHCA sont à l'étude.

II. ELCON préconise à la concurrence comme moyen de rendre efficaces les marchés de l'électricité en bloc.

A. L'inefficacité se traduit par des prix artificiellement élevés. La véritable concurrence n'admettra pas que l'inefficacité persiste. Elle ne tolérera pas l'existence de coûts inutiles ni les traitements de faveur à l'endroit de certains clients.

B. Les producteurs extérieurs aux services publics peuvent accroître grandement la concurrence au sein des marchés de l'électricité en bloc.

C. La PUHCA restreint actuellement la participation des producteurs extérieurs aux services publics.

D. ELCON est favorable aux modifications de la PUHCA qui permettraient d'accroître la <u>vraie</u> concurrence au sein des marchés de l'électricité en bloc.

E. Nous nous préoccupons beaucoup, toutefois, de ce que la participation des services publics à la production « indépendante » d'électricité puisse mener à une augmentation marquée des auto-transactions à l'intérieur des services publics et à d'autres abus. Nous recommandons donc vivement de faire une distinction claire et nette entre les « véritables producteurs indépendants » et les « filiales

---

[13] Dans ce document, on entend par « service public » un « service public d'électricité », même si la PUHCA touche les services publics de gaz et d'électricité.

des services publics ».

1. Les véritables producteurs indépendants produisent de l'électricité pour la vendre et n'ont pas de liens avec un service public.

2. Les filiales des services publics sont des entités dont la détention du capital-actions et les liens de nature contractuelle ou financière pourraient favoriser les auto-transactions entre une filiale et un service public acheteur ou la société de gestion du service public.

III. Les véritables producteurs indépendants devraient être favorisés si le contrat peut faire l'objet d'une supervision adéquate de la part de l'organismes de réglementation.

A. Cette supervision peut prendre la forme d'un examen du contrat et/ou d'un système d'appels d'offres juste et sans favoritisme visant l'approvisionnement en électricité.

B. Les véritables producteurs indépendants :

1. devraient être <u>dispensés</u> de l'article 10 (c) (2) de la PUHCA, qui prévoit l'intégration de toutes les installations.

2. doivent présenter une demande initiale, semblable à celle exigée des « QF ». Toutefois, un examen pré-acquisition ne s'appliquerait pas;

3. ne devraient pas être tenus de soumettre des rapports annuels.

IV. La détention du capital-actions des filiales par des services publics soulève de vives préoccupations quant aux auto-transactions et aux abus possibles. Par conséquent, toute modification à la PUHCA permettant la participation des filiales devrait prévoir les éléments suivants. Ces mesures de protection doivent être intégrées dans la loi. Les politiques intérimaires de la FERC appliquées aux cas touchant les tarifs ne

protègent pas adéquatement les consommateurs d'électricité.

A. Le pouvoir des organismes de réglementation des États doit être renforcé.

1. Les États doivent détenir un pouvoir de réglementation adéquat.

2. Les États devraient avoir le pouvoir de désapprouver certaines formes d'achats d'électricité comportant des risques (« pass through ») pour les clients. C'est ce que l'on appelle la « doctrine de Pike County » selon laquelle l'organisme de réglementation d'un État peut revoir la décision d'un service public de procéder à un achat en gros particulier, bien que les États puissent ne pas régir les tarifs applicables aux ventes en gros. Dans les cas Mississippi et Nantahala, la Cour suprême a refusé aux États le droit de mener un examen selon la doctrine du Pike County lorsque le service public réglementé faisait partie d'une société de gestion.

3. Les États doivent avoir accès à tous les livres et registres des filiales des services publics nécessaires à l'exécution de leurs fonctions.

4. Les États devraient avoir le pouvoir d'exiger la mise en oeuvre de programmes d'appels d'offres.

B. Il faut atténuer les possibilités d'auto-transactions.

La détention du capital-actions des filiales par des services publics accroît grandement le risque d'auto-transactions. La zone d'influence économique d'un service public s'étend au-delà du territoire desservi par ce service : elle touche toute la société de gestion du service public et les consortiums d'électricité interreliés. Toutefois, la possibilité d'auto-transactions diminue à mesure que le lieu de la transaction s'éloigne du siège de la société mère.

Pour ELCON, il est nécessaire d'avoir accès aux installations de transport pour atteindre l'efficacité économique visée par ces réformes. Un marché efficace pourra, de façon satisfaisante, supprimer la tentation de procéder à des auto-transactions.

ELCON établit, entre la réforme de la PUHCA et l'accès aux installations de transport, un lien faisant appel à une « échelle mobile » qui tient compte de la possibilité d'auto-transactions. Plus précisément :

1. Les lois actuelles permettent aux services publics d'être dispensés des dispositions de la PUHCA s'ils détiennent 10 % au plus des actions d'une filiale produisant de l'électricité. Un service public peut détenir un pourcentage plus élevé d'actions que celui prévu dans la loi actuelle et conserver sa dispense aux conditions suivantes :

   a. un examen pré-acquisition est effectué;
   b. la Public Utilities Commission de l'État touché donne son approbation, et
   c. le service public donne l'assurance qu'il se conforma aux exigences touchant le transport de l'électricité indiquées ci-dessous.

2. Les ventes d'électricité par les filiales à l'extérieur du réseau du consortium d'électricité interrelié ou de la société de gestion du service public devraient se faire à la condition que le service public en question accepte de procéder au transit de l'électricité du fournisseur. On entend par transit de l'électricité du fournisseur le transport de l'électricité produite par un producteur extérieur aux services publics jusqu'à un service public éloigné.

3. Les ventes d'électricité par les filiales à d'autres membres du consortium d'électricité interrelié devraient se faire aux conditions suivantes :

a. il existe un processus d'appels d'offres juste et sans favoritisme pour l'approvisionnement en électricité du service public; et

b. il existe une forme limitée d'installations de transport. Plus précisément :

1) On devrait permettre aux demandeurs répondant aux critères précisés de faire une demande d'ordre de transit.

2) Avant d'émettre un ordre de transit, la commission de réglementation concernée devrait tenir des audiences sommaires.

3) Les transactions à l'intérieur d'un même État devraient relever de la compétence des commissions d'État.

4) L'émission des ordres de transit et la tarification applicable au transit à l'intérieur d'un même état devraient relever de la compétence de la FERC.

5) Des règlements devraient établir que les allégations à l'effet que la capacité de transit existe soient réfutables.

6) Les commissions devraient avoir le pouvoir d'ordonner la construction de nouvelles installations et la modification des installations existantes si les coûts nets imputables à un demandeur sont supportés par ce demandeur et si ces aménagements n'ont pas d'impact négatif important sur le réseau.

7) Sur demande, les services publics devraient être tenus d'établir les tarifs et les modalités de transit et ce, sans faire preuve de favoritisme.

8) Les tarifs de transit devraient être fondés sur les coûts des services.

9) Les commissions devraient avoir le pouvoir et la responsabilité de résoudre rapidement les conflits et d'ordonner que l'on procède au transit jusqu'à ce que ces conflits soient réglés.

10) Les clients dont l'approvisionnement se fait par transit et qui désirent recevoir à nouveau un service régulier d'électricité devraient être considérés comme de nouveaux clients par le service public, et ce dernier ne devrait pas leur attribuer un statut supérieur ou inférieur à moins que d'autres dispositions (p. ex., des tarifs sans garantie, des contrats, etc.) n'aient été négociées.

[REMARQUE : La politique de transit résumée dans les dix points ci-dessus est décrite plus en détail dans le document intitulé ELCON's Wheeling Policy, que l'on peut se procurer sur demande.]

4. Les ventes d'électricité par les filiales au service public constituant la société mère devraient se faire aux conditions suivantes :

   a. les installations de transport sont disponibles et ce, sans favoritisme (contrat de transport);

   b. il existe une supervision réglementaire adéquate;

   c. il existe un processus d'appels d'offres juste et sans favoritisme pour l'approvisionnement en électricité du service public.

5. Les modifications apportées à la PUHCA ne devraient pas toucher le traitement réglementaire de l'électricité produite actuellement par des installations appartenant à un service public, et qui n'est pas

soumise à une base de tarification. De plus, les commissions des services publics devraient pouvoir dispenser des exigences 2 et 3 ci-dessus touchant le transport, les producteurs qui ne seront pas soumis à une base de tarification pendant une période donnée mais qui le seront par la suite.

6. Les entrepreneurs en construction, les fournisseurs d'équipement et les « hybrides » [installations de propriété conjointe : services publics/producteurs indépendants, fournisseurs d'équipement/services publics, bourse (Wall Street)/services publics, etc.] ne se qualifient pas automatiquement comme de « véritables producteurs indépendants ».

   a. Les entités peuvent être considérées comme de « véritables producteurs indépendants » après un examen pré-acquisition et la démonstration qu'il n'existe pas de liens sur le plan de la détention du capital-actions ou de relation de nature contractuelle ou financière qui favoriseraient les auto-transactions entre l'entrepreneur et le service public acheteur ou la société de gestion de ce service public.

   b. Les entités devraient être considérées comme des « services publics » s'il est prouvé que les relations de nature financière sont supérieurs à *de minimus*.

C. Participation des services publics — La détention du capital-actions des filiales par les services publics devrait être limitée à 50 % jusqu'à ce que l'on établisse que les organismes de réglementation fédéraux et d'État possèdent l'expertise voulue pour empêcher les filiales d'adopter un comportement anti-concurrence. De plus, on ne devrait pas permettre aux services publics de détenir plus de 50 % du capital-actions ou d'exercer un contrôle sur une filiale, selon le moindre de deux, à moins que l'accès aux installations de transport soit requis, selon les termes de la section IV B ci-dessus.

DOCUMENT : 860-256/014

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

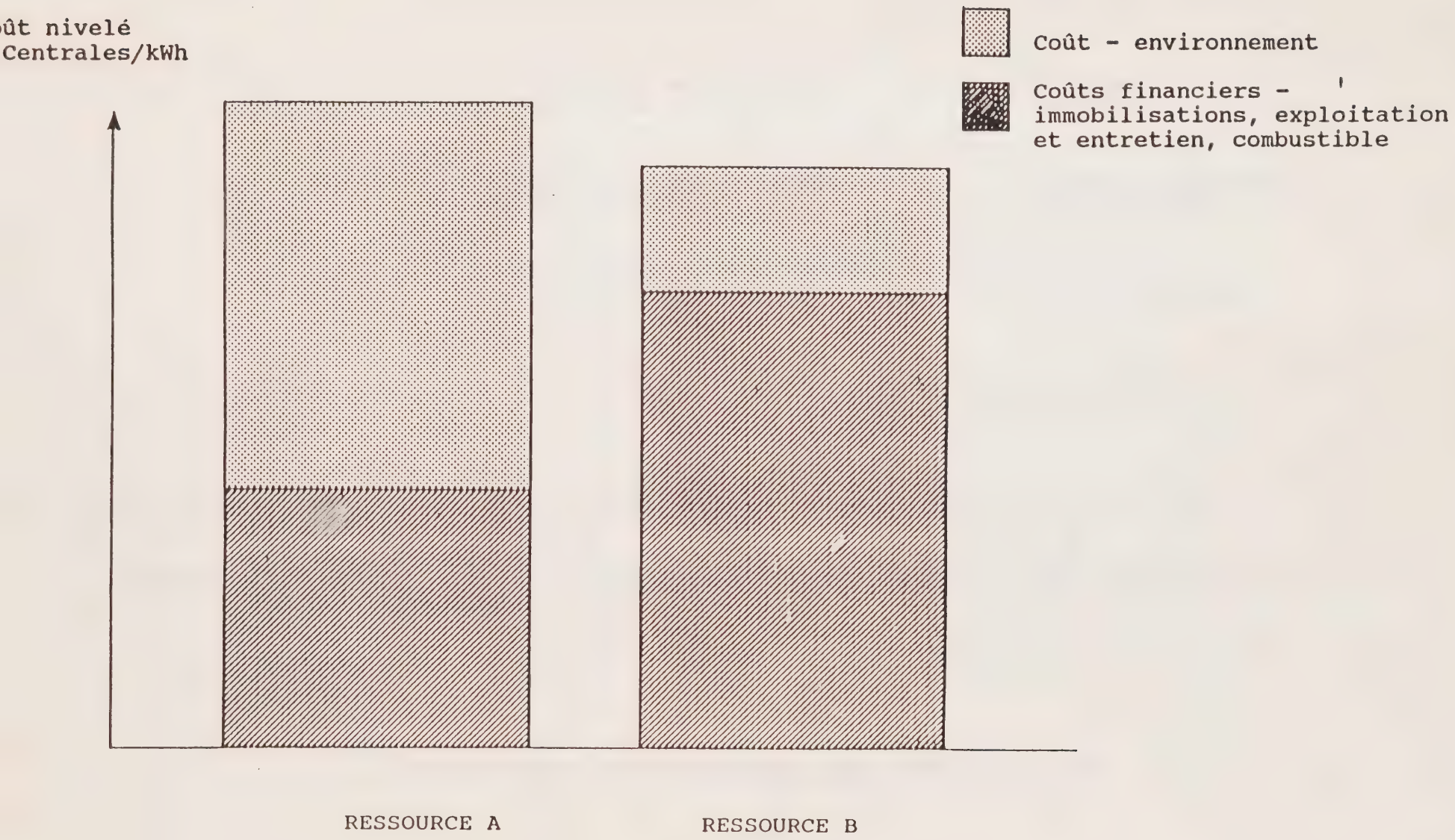
L'électricité et l'environnement

Shepard Buchanan
Bonneville Power Administration
Oregon

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

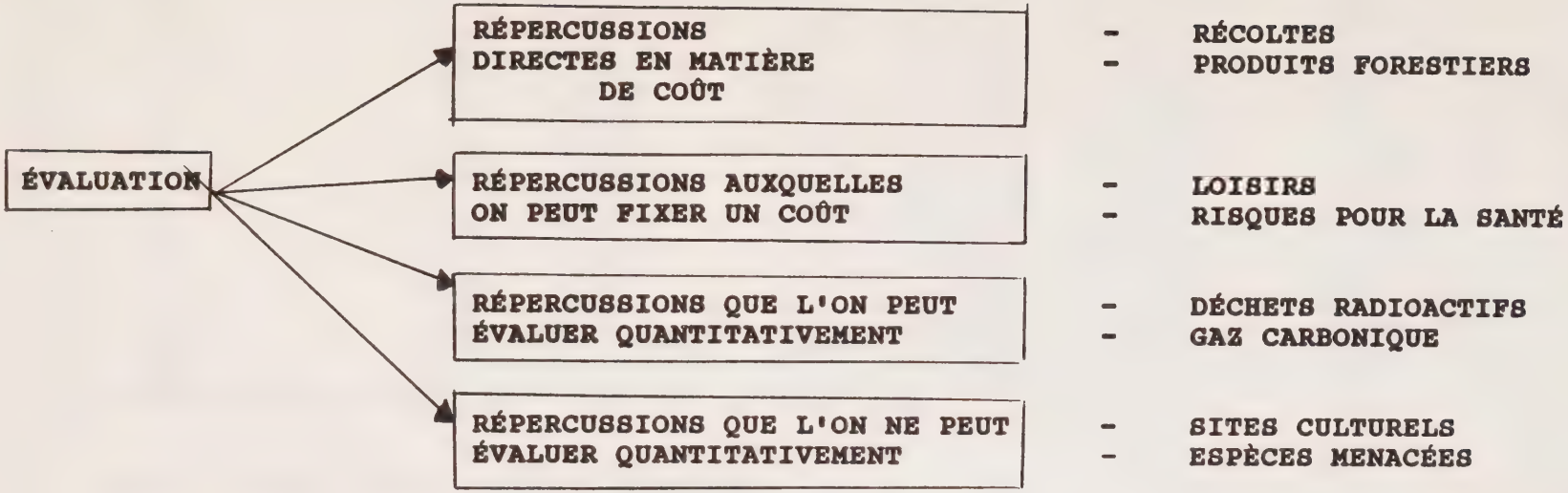
FIGURE 1

COMPARAISON HYPOTHÉTIQUE DU COÛT DE LA RESSOURCE



MÉTHODE D'ÉVALUATION DES COÛTS POUR L'ENVIRONNEMENT

RÉSULTATS ÉVENTUELS DU PROCESSUS D'ÉVALUATION



FACTEURS IMPORTANTS POUR L'ÉVALUATION

1. PERSPECTIVE (QUI ABSORBERA LES COÛTS?)
   - FRONTIÈRES GÉOGRAPHIQUES ET POLITIQUES
   - FACTEURS TEMPORELS

2. COÛTS EXTERNES ET INTERNES (NATURE DES COÛTS)
   - LIMITE ET ATTÉNUATION
   - TRANSFERTS
   - INTERNE EN PARTIE

3. PRÊTS À PAYER /PRÊTS À ÊTRE INDEMNISÉS

4. RÉPERCUSSIONS AUXQUELLES ON N'A PAS FIXÉ DE COÛT

Coûts et avantages en matière d'environnement

-

Publications de la Bonneville Power Administration

Titre du document	Description
Document d'information générale : "Counting the Costs-- How BPA Performs Environmental Cost Analysis" (1985)	Document de portée générale décrivant les efforts déployés par la BPA en vue d'évaluer les répercussions environnementales de l'exploitation des ressources énergétiques.
"Economic Analysis of the Environmental Effects of the Coal-Fired Electric Generator at Boardman, Oregon" (étude sur le charbon) (1983)	Étude des répercussions environnementales de la centrale électrique alimentée au charbon de Boardman.
"Economic Analysis of the Environmental Effects of a Combustion-Turbine Generating Station at Frederickson, Washington" (1984)	Étude des répercussions environnementales de la centrale à combustion et à turbine de Frederickson.
"Environmental Costs and Benefits Case Study : Nuclear Power Plant" (1984)	Étude des répercussions environnementales du système de production d'électricité de la centrale n° 2, services publics de l'État de Washington.
"Methods for Valuation of Environmental Costs and Benefits of Hydroelectric Facilities" (1984)	Étude des répercussions environnementales du projet hydroélectrique de la rivière Sultan.
"Estimating Environmental Costs and Benefits for Five Generating Resources" (1986)	Étude de portée générale sur les répercussions environnementales de la production combinée d'électricité à l'aide de la biomasse, de déchets solides municipaux, de production d'énergie géothermique, éolienne et solaire.
"Technical Appendix to Five Generating Resources" (1986)	Exposé détaillé des calculs relatifs à cinq sources d'énergie.
"Calculation of Environmental Costs and Benefits Associated	Étude de portée générale sur les valeurs liées aux

with Hydro-power Development in the Pacific Northwest - 1986"	répercussions environnementales de la production d'énergie hydroélectrique; modèle préliminaire d'impact dû à l'hydroélectricité.
"BPA Evaluation of Generic Environmental Costs and Benefits Studies" (1986)	Critique des études de production combinée d'énergie hydroélectrique, géothermique, solaire et éolienne entreprises par la BPA.
"Generic Coal Study" (1987)	Étude de portée générale sur les répercussions environnementales des émissions des centrales alimentées au charbon dans le bassin atmosphérique.
"Review of Uncertainty and Risk in BPA Sponsored Analyses of Energy Resources" (1987)	Examen des études précédentes; application d'un modèle aux décisions qui n'ont aucune portée sur l'environnement; évaluation des risques économiques et psychologiques.

Pour obtenir des exemplaires gratuits de ces rapports, prière de communiquer avec :

M. Shepard C. Buchanan - RPP
Bonneville Power Administration
P.O. Box 3621
Portland, OR 97208
(503) 230-3038

DOCUMENT: 860-256/014

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

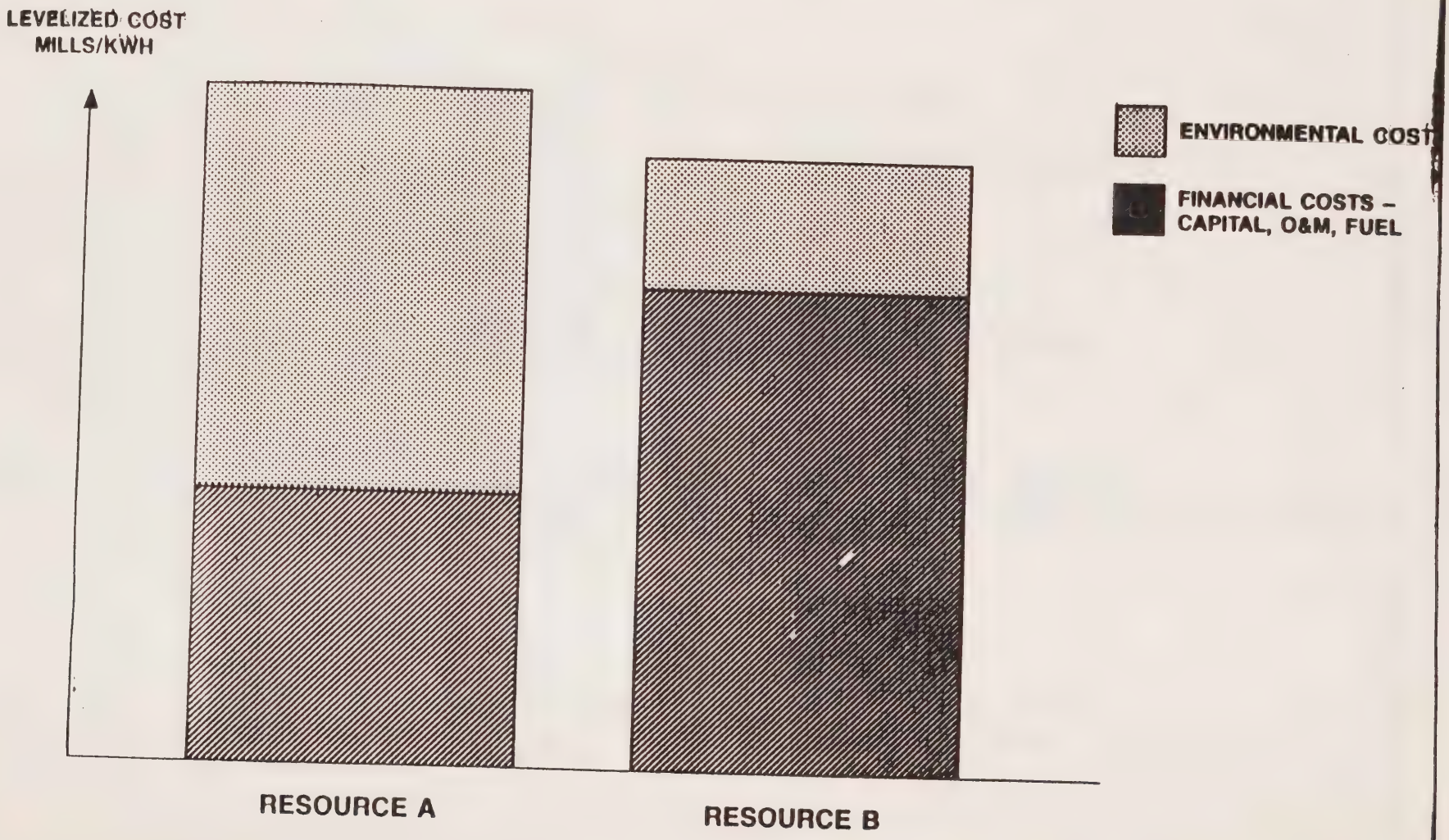
Electricity and the Environment

Shepard Buchanan
Bonneville Power Administration
Oregon

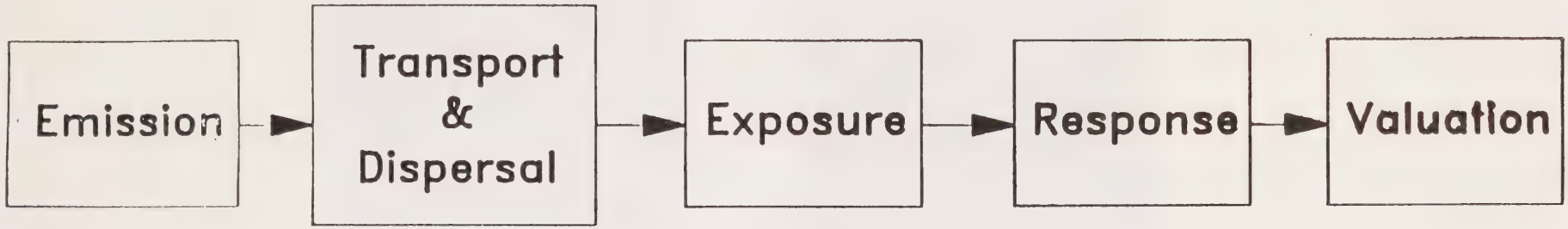
HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

FIGURE 1

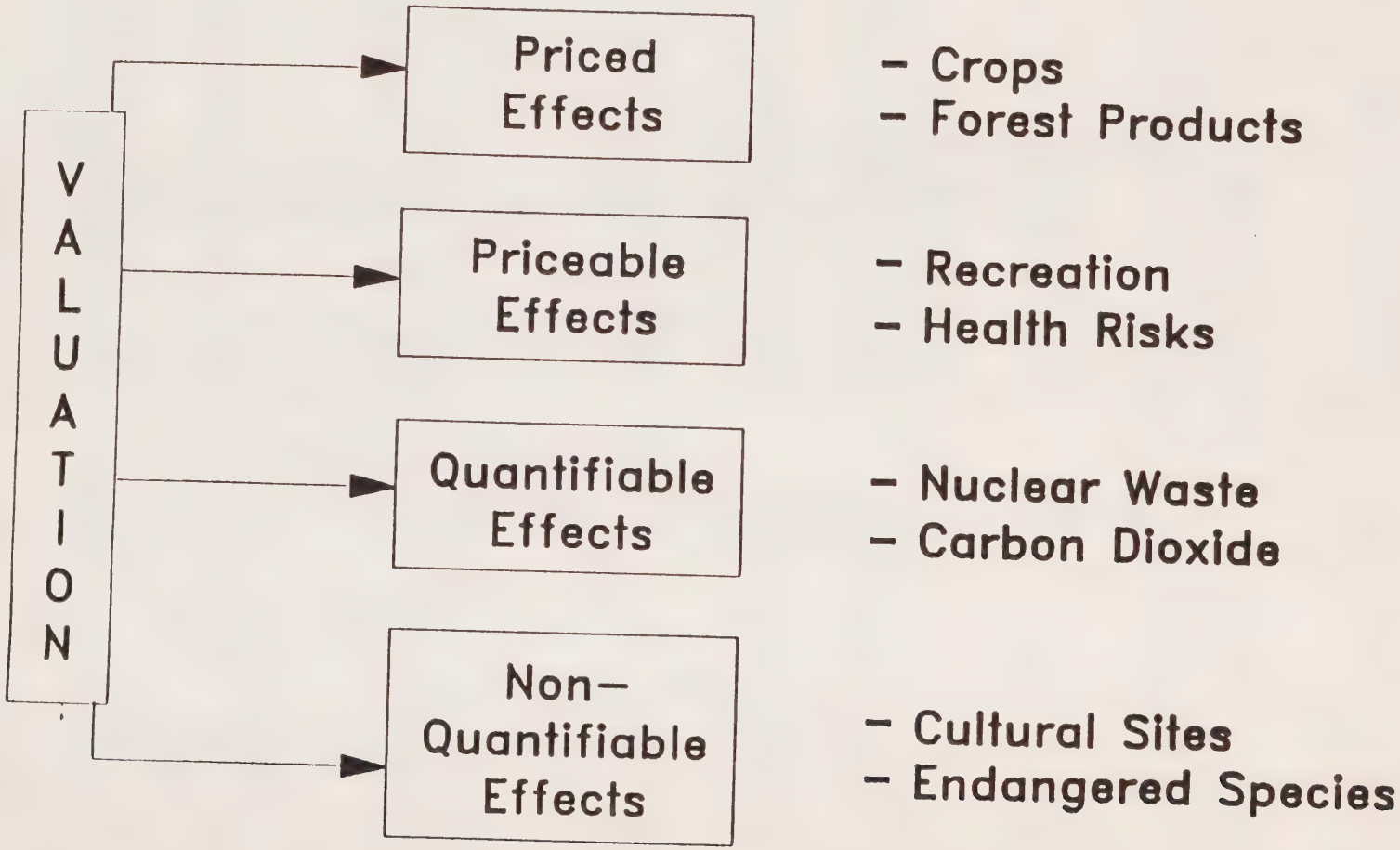
HYPOTHETICAL RESOURCE COST COMPARISONS



ENVIRONMENTAL COSTING METHODOLOGY



POSSIBLE OUTCOMES OF VALUATION PROCESS



SIGNIFICANT ISSUES IN VALUATION

1. Perspective (Whose Costs)
   - Geographic/political boundaries
   - Temporal

2. External/Internal Costs (What Costs)
   - Control/mitigation
   - Transfers
   - Partially internalized

3. Willingness To Pay /Willingness To Be Compensated

4. Non–Priced Effects

Environmental Costs and Benefits

Publications Available from Bonneville Power Administration

Report Name	Description
Issue Backgrounder: Counting the Costs--How BPA Performs Environmental Costs Analysis (1985)	General publication describing BPA's efforts to estimate environmental costs of energy resources.
Economic Analysis of the Environmental Effects of the Coal-Fired Electric Generator at Boardman, Oregon (Coal Case Study) (1983)	Case study of environmental costs associated with Boardman coal plant.
Economic Analysis of the Environmental Effects of a Combustion-Turbine Generating Station at Frederickson, Washington (Combustion-Turbine Case Study) (1984)	Case study of environmental costs associated with Frederickson combustion-turbine.
Environmental Costs and Benefits Case Study: Nuclear Power Plant (1984) (Nuclear Case Study)	Case study of environmental cost associated with Washington Public Power Supply System, Plant No. 2.
Methods for Valuation of Environmental Costs and Benefits of Hydroelectric Facilities (1984) (Hydro Case Study)	Case Study of environmental costs associated with Sultan River Hydro Project.
Estimating Environmental Costs and and Benefits for Five Generating Resources (1986)	Generic study of environmental costs of Biomass cogeneration, Municipal solid-waste cogeneration, geothermal, wind, and solar.
Technical Appendix to Five Generating Resources (1986)	Detail of calculations for Five Generating Resources.
Calculation of Environmental Costs and Benefits Associated with Hydro-power Development in the Pacific Northwest - 1986 (Generic Hydro Study)	Generic study of values associated with environmental effects of hydro-power; preliminary biological impact model for hydro.
BPA Evaluation of Generic Environmental Costs and Benefits Studies (1986)	BPA's critique of generic hydro, cogeneration, geothermal, solar, and wind studies.

Report Name	Description
neric Coal Study (1987)	Generic study of environmental costs associated with emissions to airshed from coal plants.
Review of Uncertainty and Risk in BPA Sponsored Analyses of Energy Resources (1987)	Review of previous studies; application of risk and uncertainty to non-environmental decisions; fuses economic and psychological risk assessment.

Copies of these reports may be obtained at no charge.

Please contact:

Shepard C. Buchanan - RPP
Bonneville Power Administration
P.O. Box 3621
Portland, OR 97208
(503) 230-3038

DOCUMENT: 860-256/015

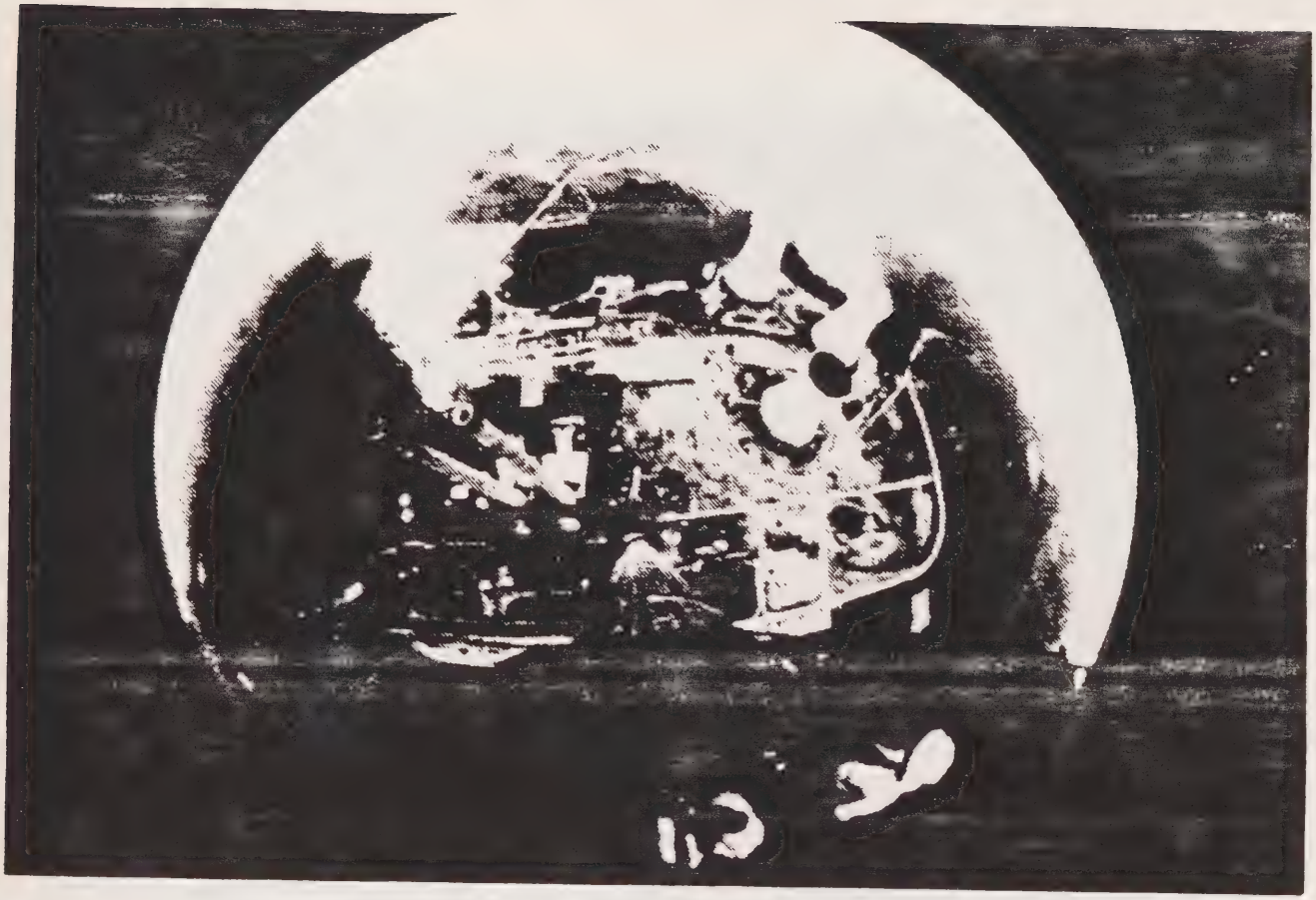
9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Electricity - Fuel of the Future?

(Slides)

Larry Lewis
Program Manager
Electric Power Research Institute
Palo Alto, California

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

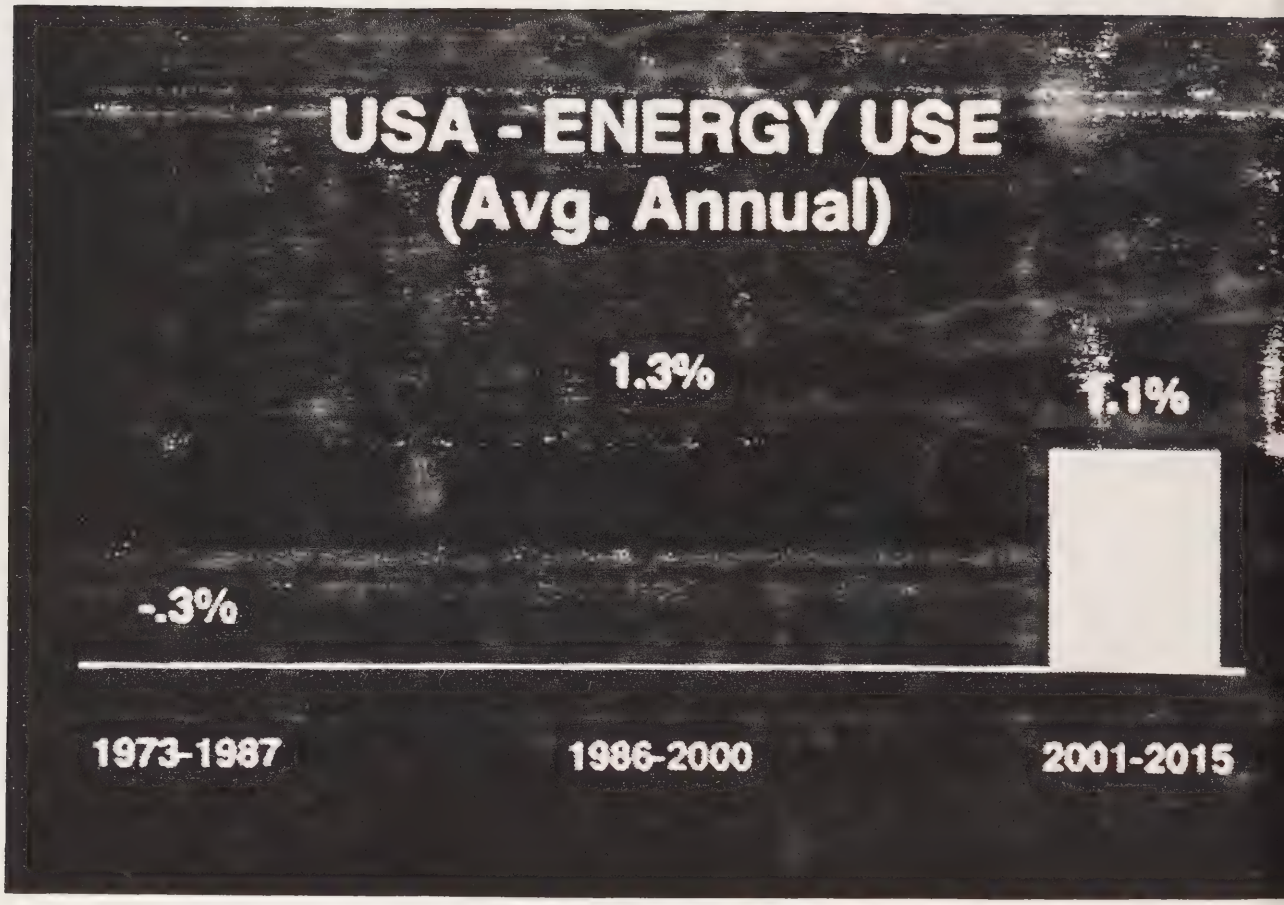


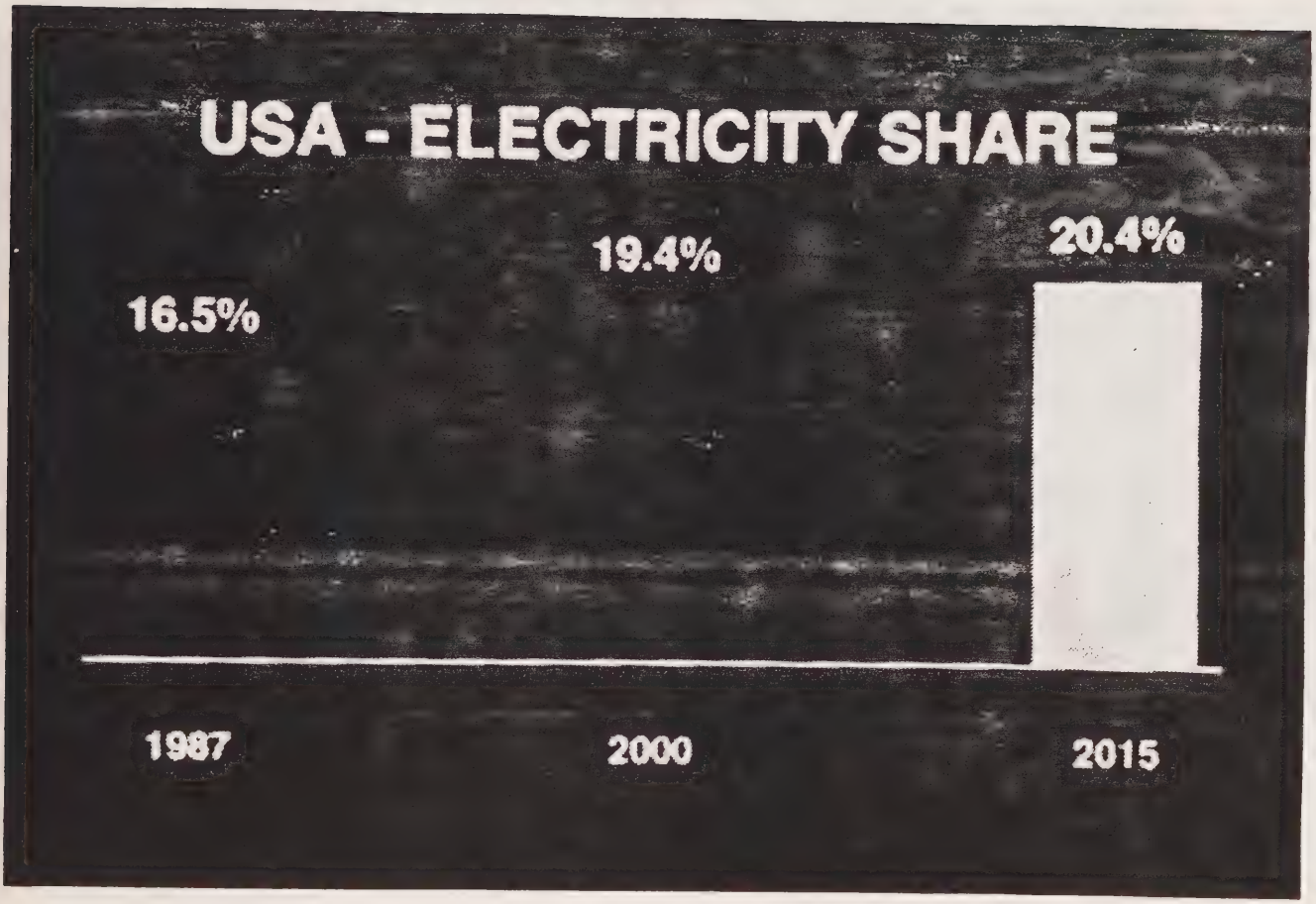
9th ENERGY ROUNDTABLE
Northeast Electricity Issues
Halifax, Nova Scotia

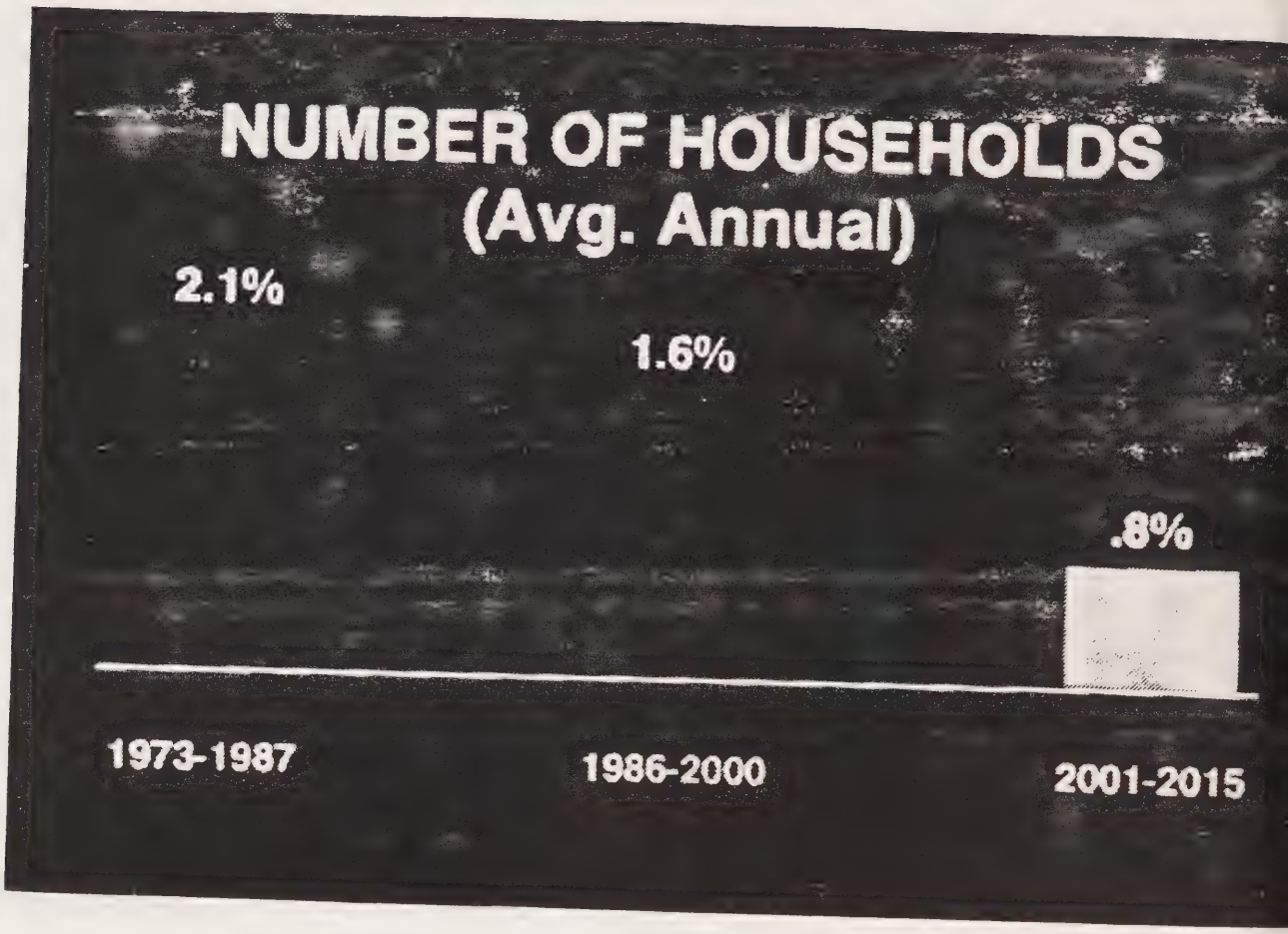
Session 1 — Electricity — Fuel of the Future

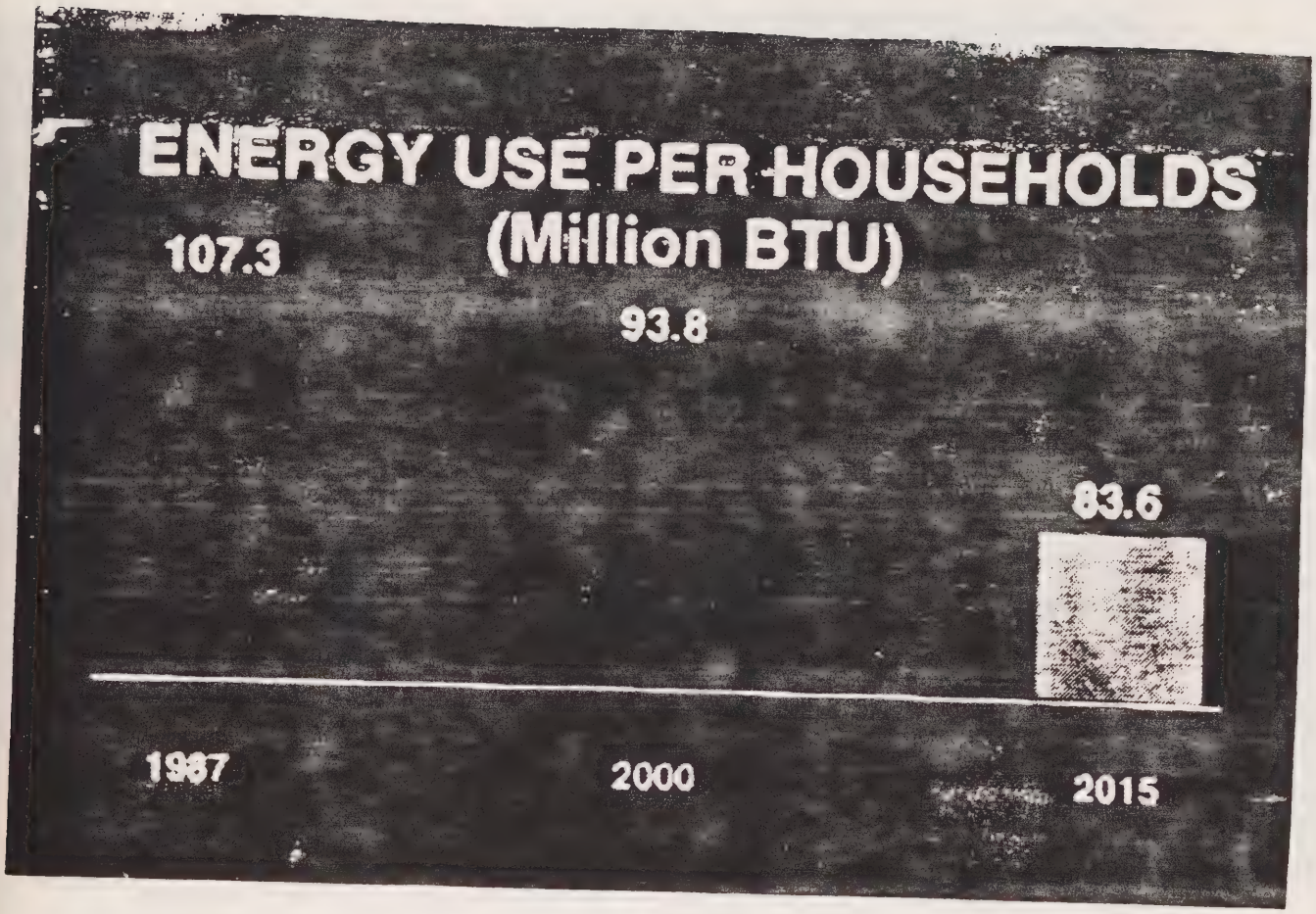
Mr. Larry Lewis
Program Manager

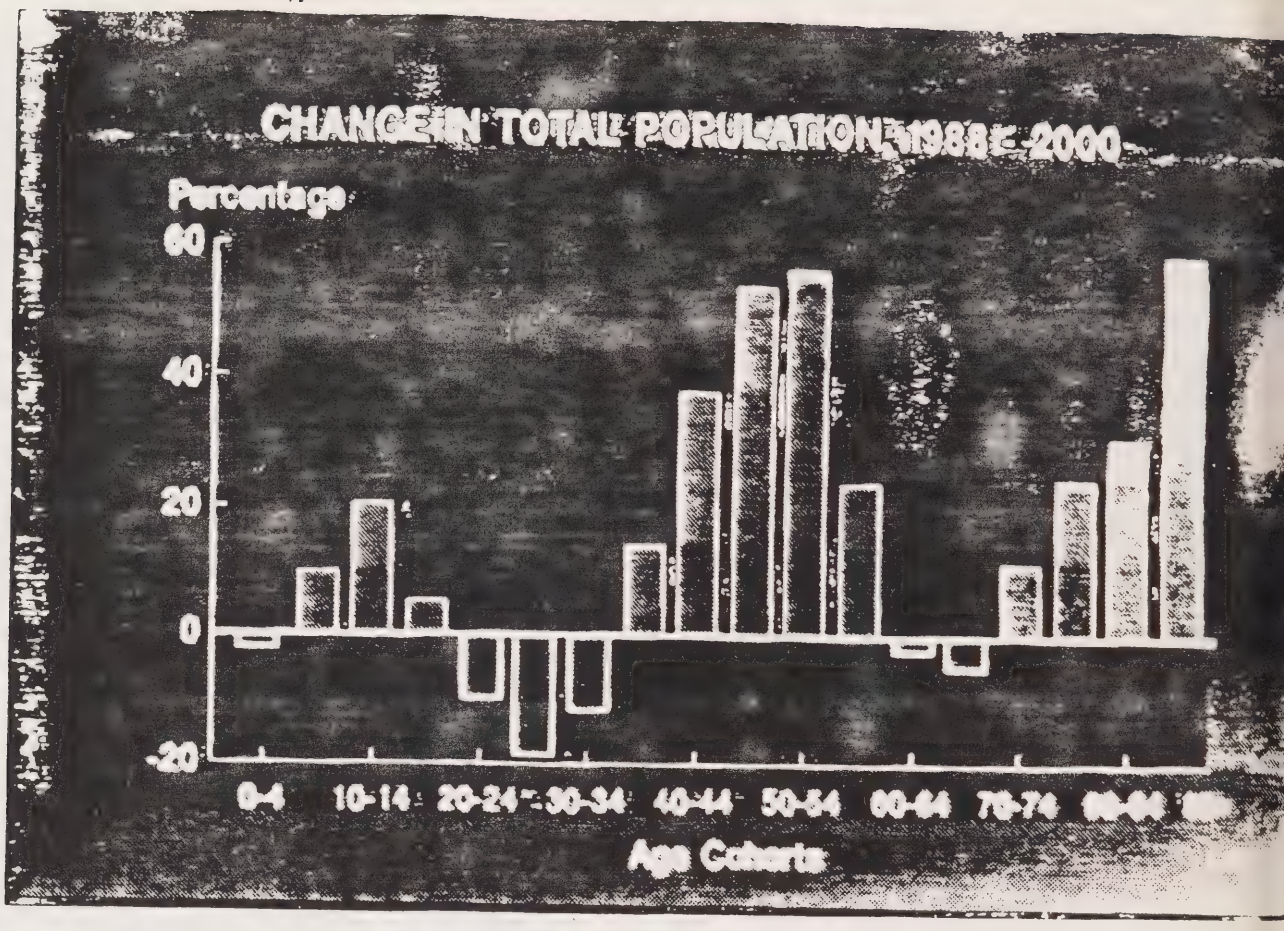
Electric Power Research Institute
Palo Alto, California 94303

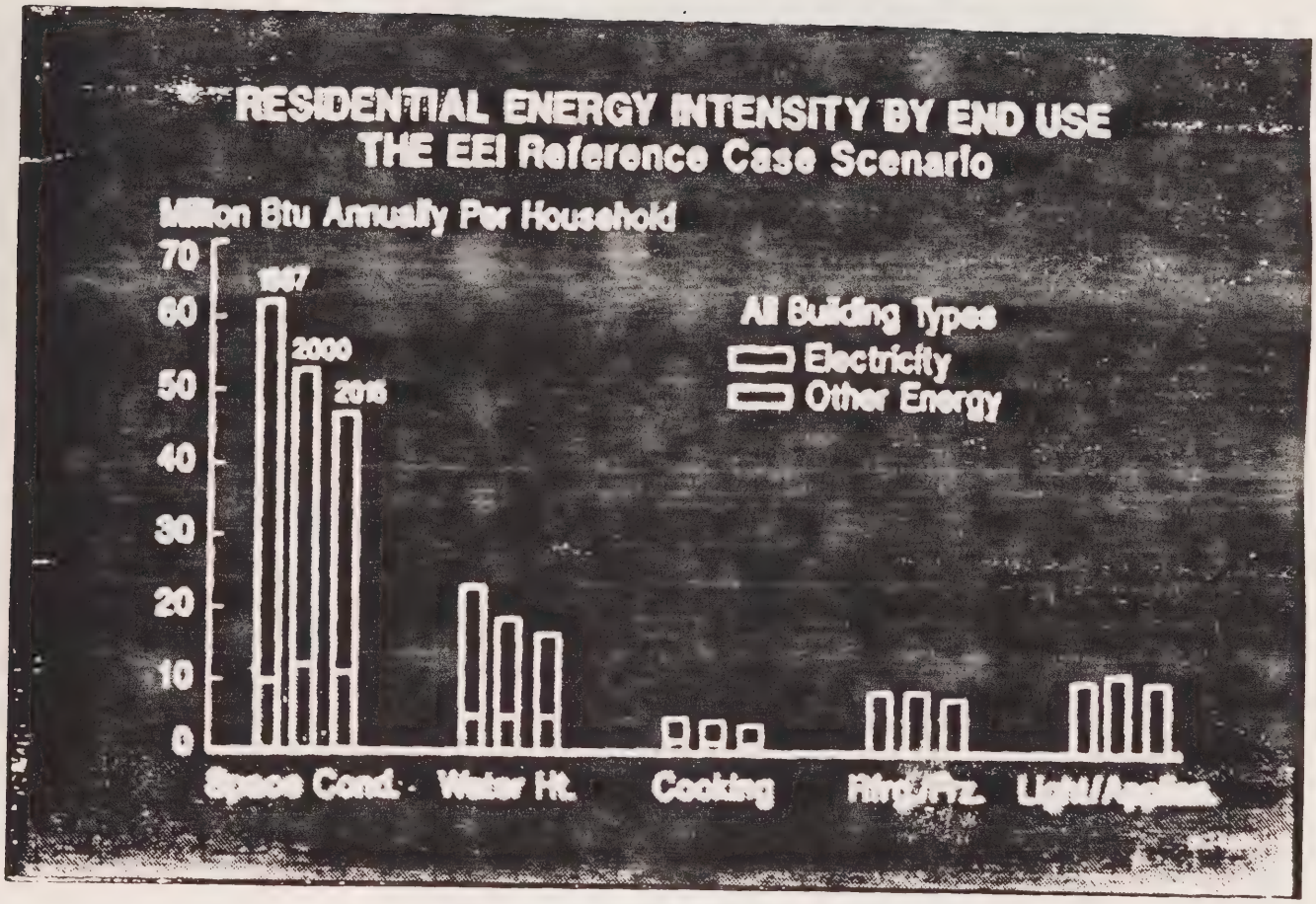

USA - ENERGY USE
(Avg. Annual)
1.3%
1.1%
-.3%
1973-1987
1986-2000
2001-2015


USA - ELECTRICITY SHARE
16.5%
19.4%
20.4%
1987
2000
2015


NUMBER OF HOUSEHOLDS
(Avg. Annual)
2.1%
1.6%
.8%
1973-1987
1986-2000
2001-2015


ENERGY USE PER HOUSEHOLDS
(Million BTU)
107.3
93.8
83.6
1987
2000
2015


CHANGE IN TOTAL POPULATION 1988 E-2000
Percentage
60
40
20
0
-20
0-4
10-14
20-24
30-34
40-44
50-54
60-64
70-74
Age Cohorts


RESIDENTIAL ENERGY INTENSITY BY END USE
THE EEI Reference Case Scenario
Million Btu Annually Per Household
70
60
50
40
30
20
10
0
1987
2000
2015
All Building Types
Electricity
Other Energy
Space Cond.
Water Ht.
Cooking
Ref/Frz.
Light/Appl.

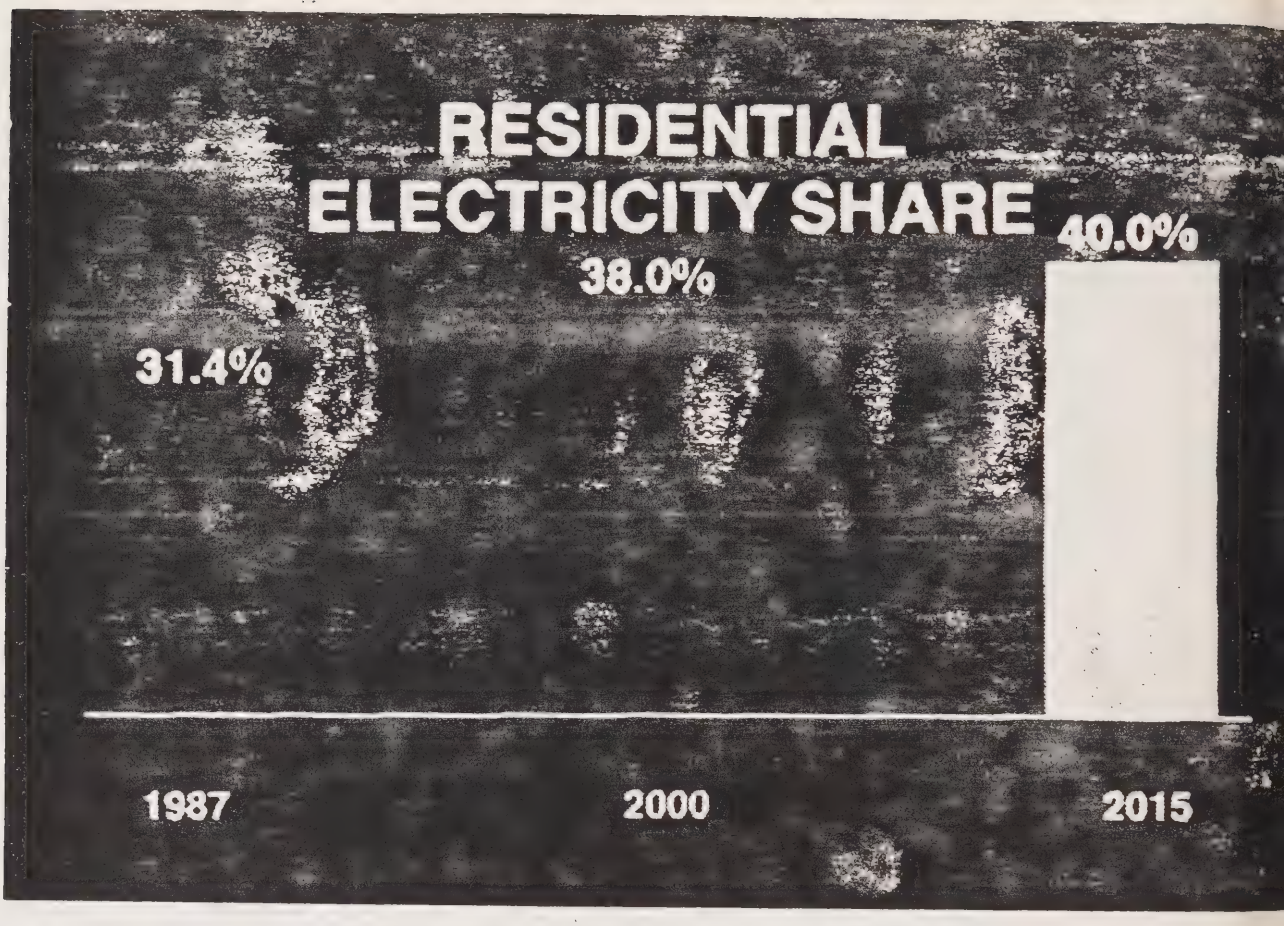
Advanced Heat Pump

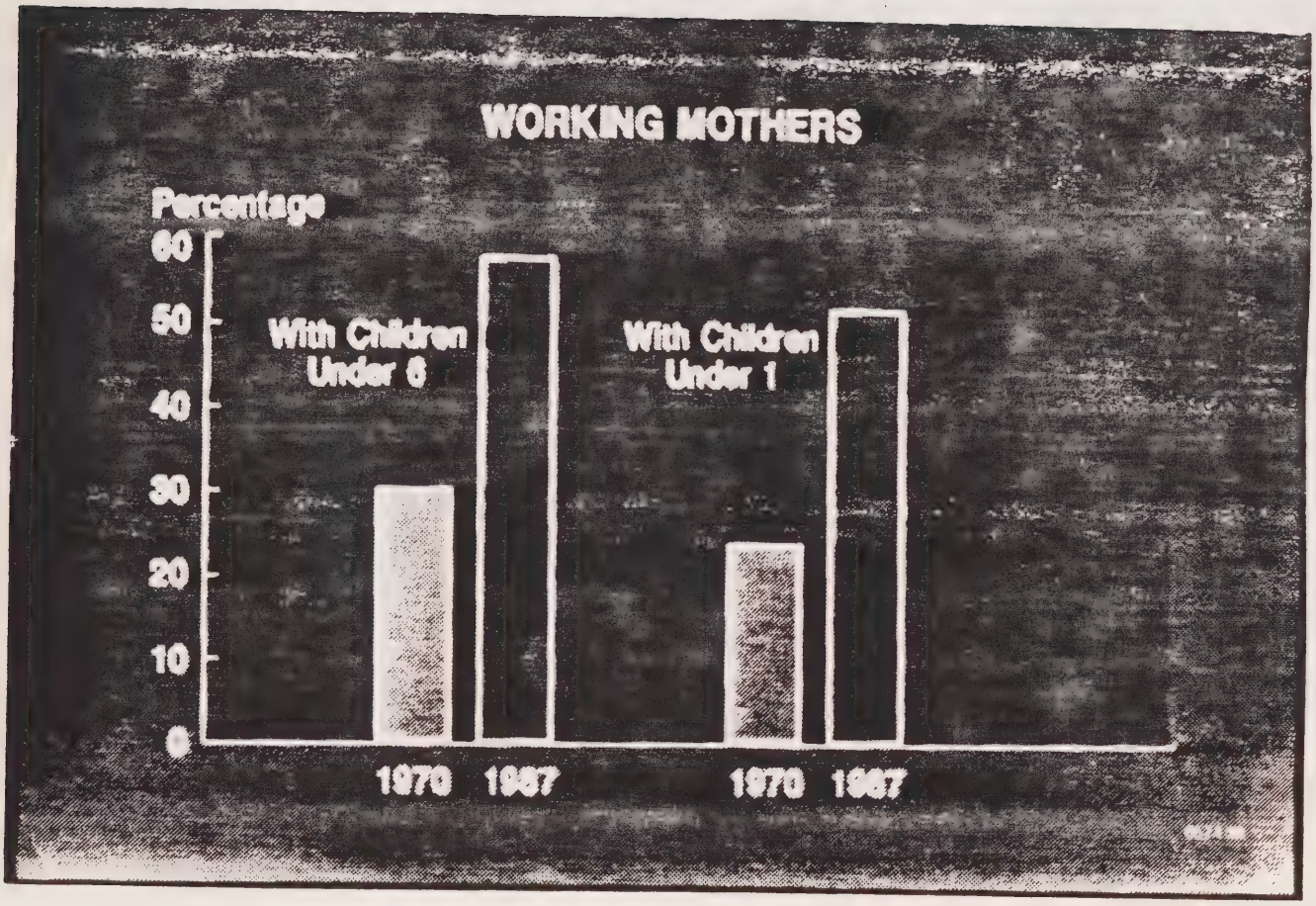
Benefits

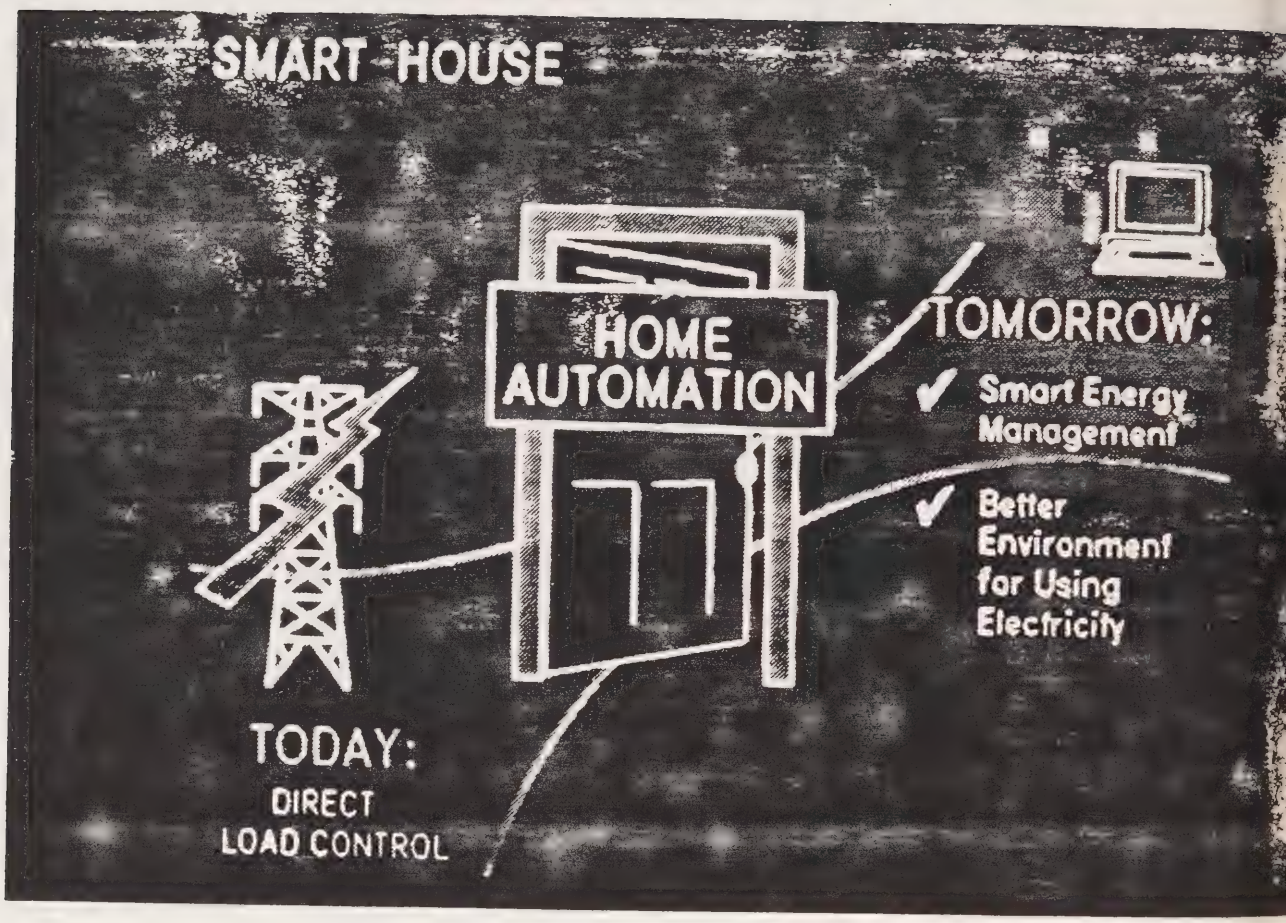
- Energy cost savings
  - 20-30% vs. heat pump
  - 11-33% vs. gas furnace
- "Free" hot water
- Better humidity control
- No "cold blow"
- Lower noise

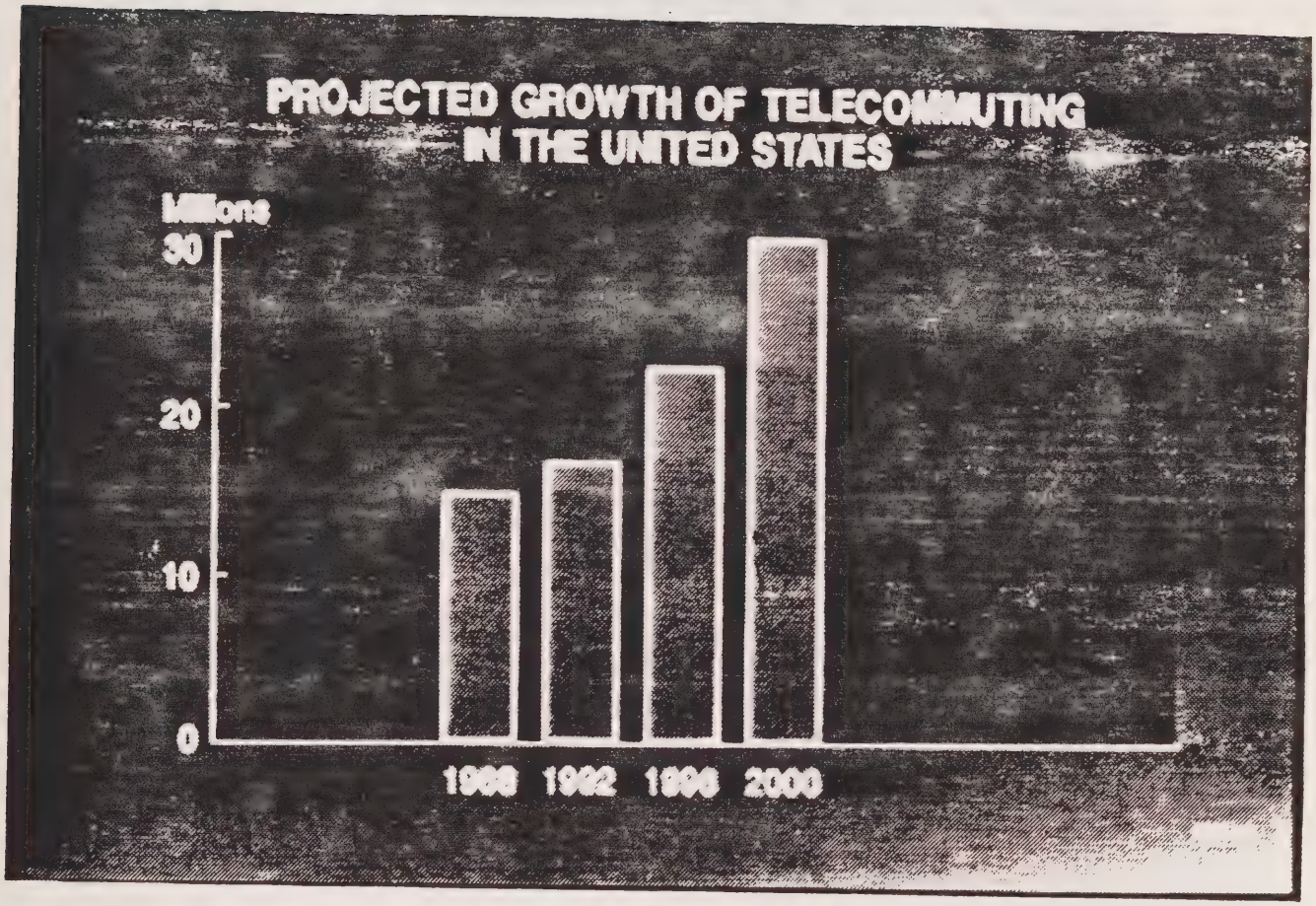
Residential Building Contruction

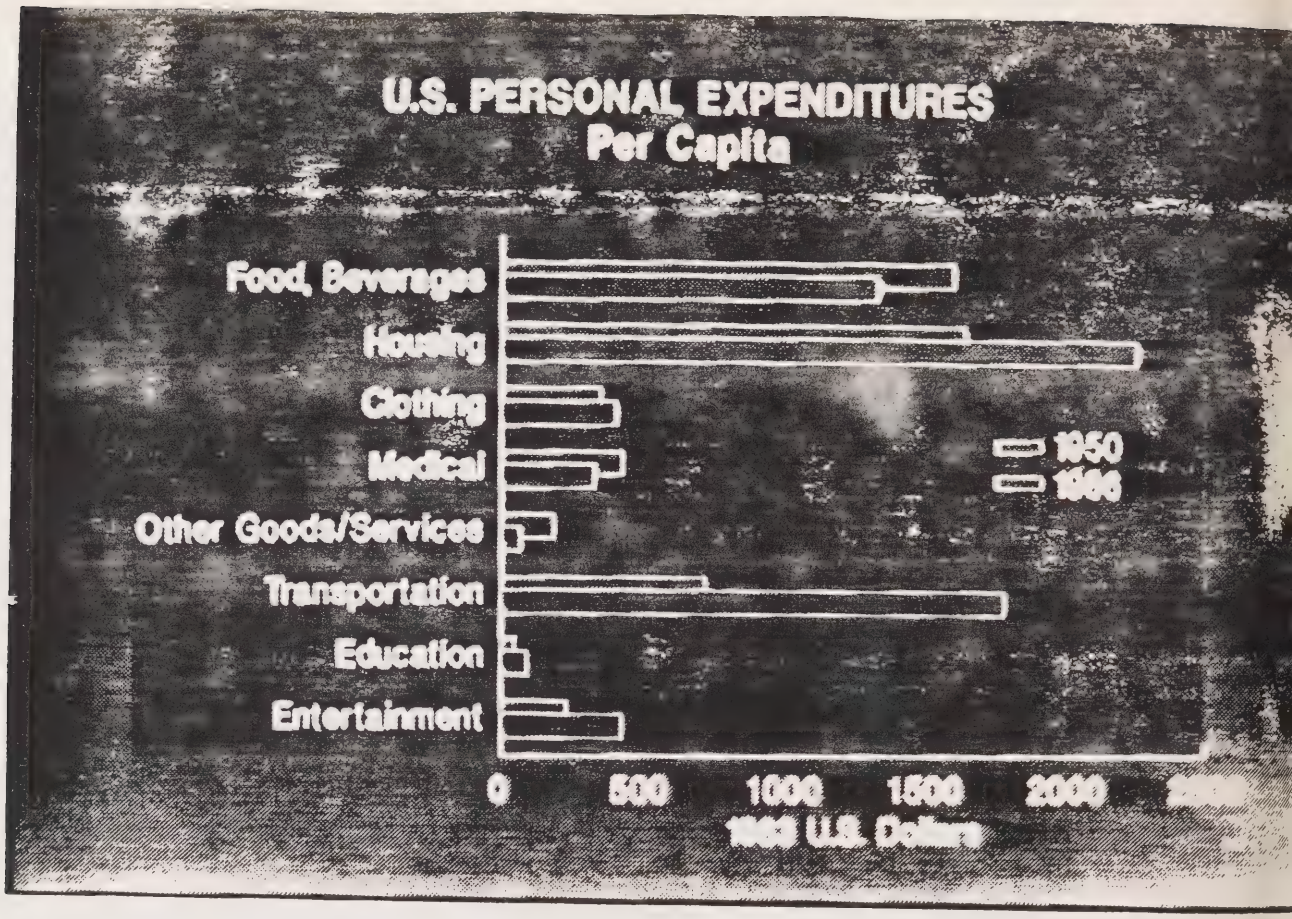
- Low Emissivity Window
- Super Insulation
- Improved Lighting Efficiencies

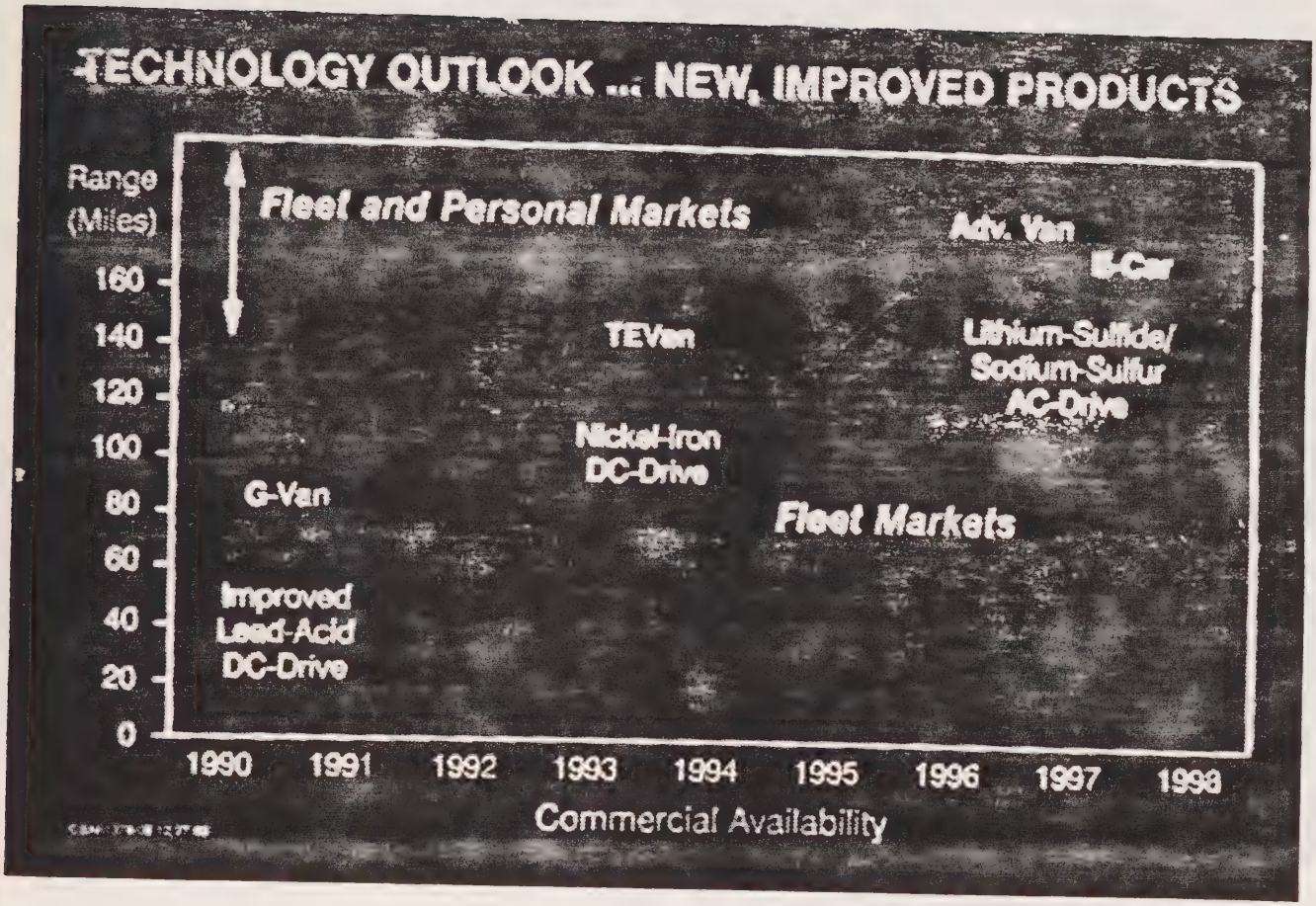

RESIDENTIAL
ELECTRICITY SHARE
31.4%
38.0%
40.0%
1987
2000
2015

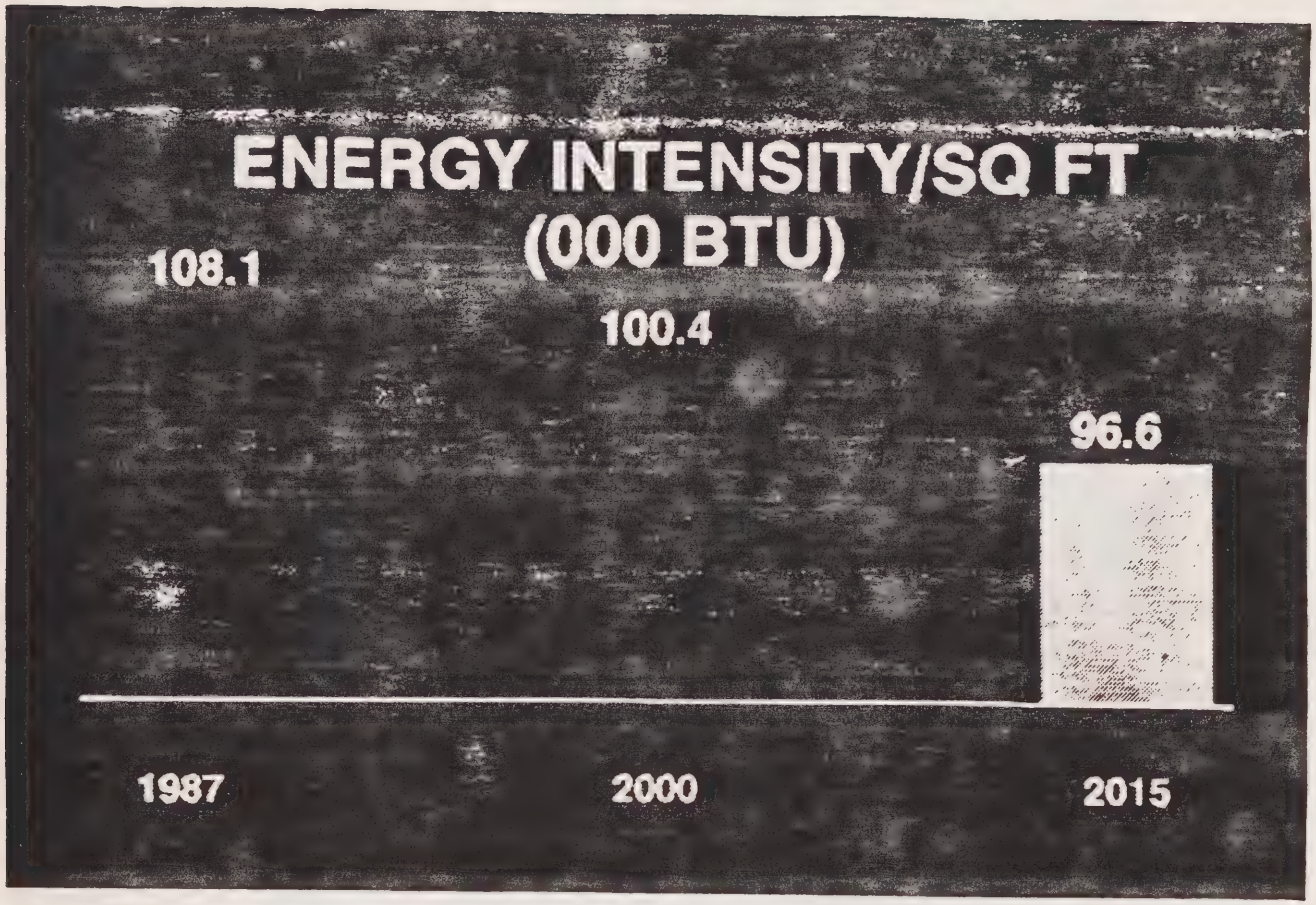

WORKING MOTHERS
Percentage
60
50
40
30
20
10
0
With Children Under 6
With Children Under 1
1970
1987
1970
1987


SMART HOUSE
HOME AUTOMATION
TOMORROW:
✔ Smart Energy Management
✔ Better Environment for Using Electricity
TODAY:
DIRECT LOAD CONTROL


PROJECTED GROWTH OF TELECOMMUTING
IN THE UNITED STATES
Millions
30
20
10
0
1988
1992
1996
2000


U.S. PERSONAL EXPENDITURES
Per Capita
Food, Beverages
Housing
Clothing
Medical
Other Goods/Services
Transportation
Education
Entertainment
1950
0
500
1000
1500
2000

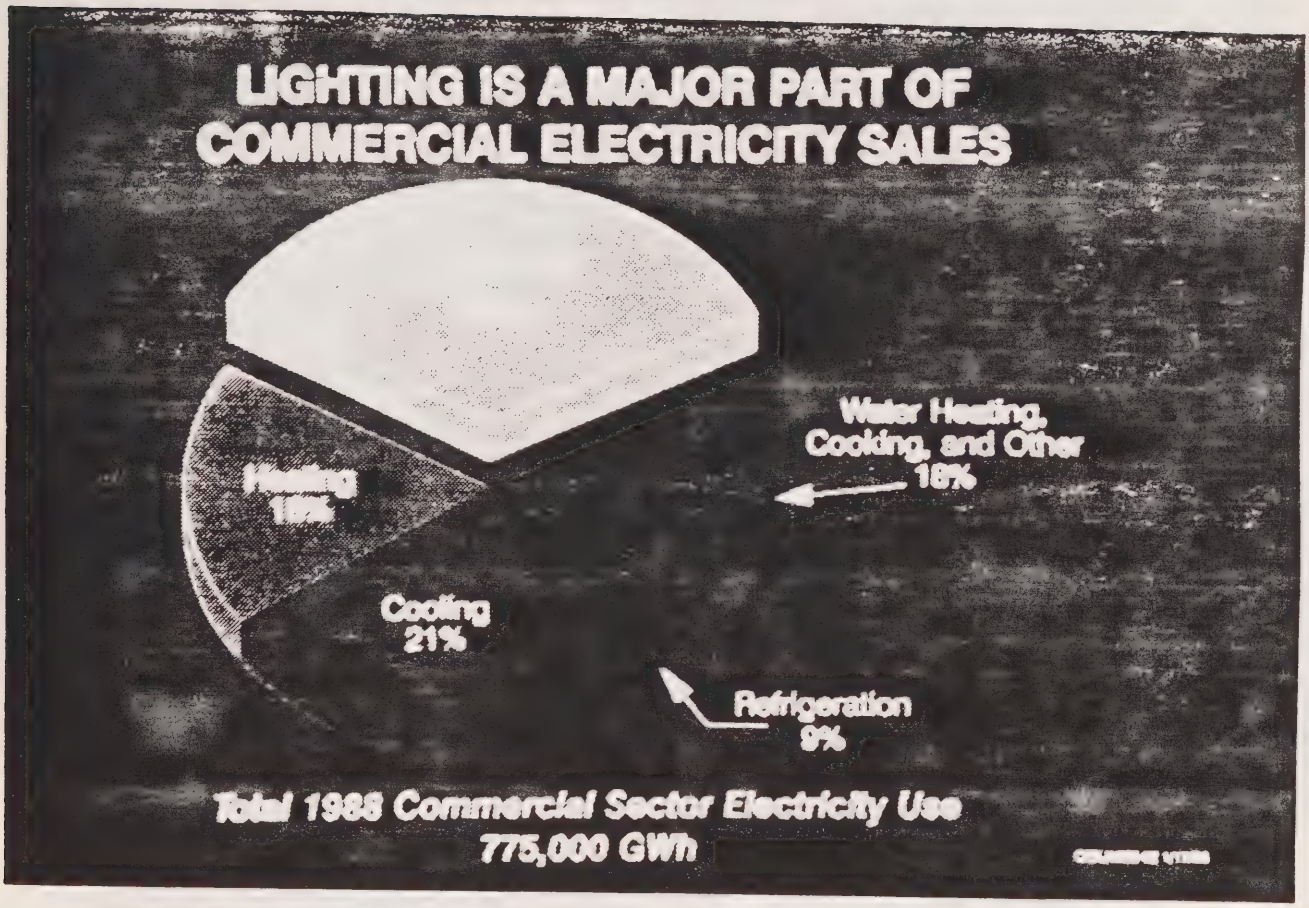

TECHNOLOGY OUTLOOK ... NEW, IMPROVED PRODUCTS
Range (Miles)
160
140
120
100
80
60
40
20
0
Fleet and Personal Markets
Adv. Van
E-Car
TEVan
Lithium-Sulfide/ Sodium-Sulfur AC-Drive
Nickel-Iron DC-Drive
G-Van
Fleet Markets
Improved Lead-Acid DC-Drive
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
Commercial Availability


ENERGY INTENSITY/SQ FT
(000 BTU)
108.1
100.4
96.6
1987
2000
2015

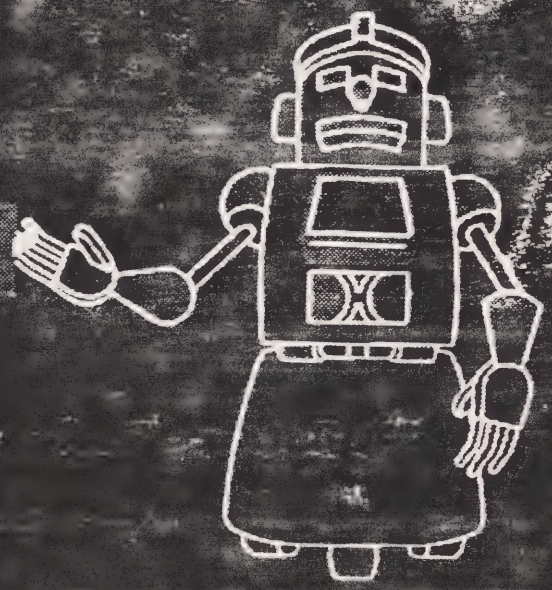
SAVINGS ENERGY IN COMMERCIAL BUILDINGS
An Example

Energy end use in energy-conscious commercial buildings
An actual case: County Airport, Albany, NY

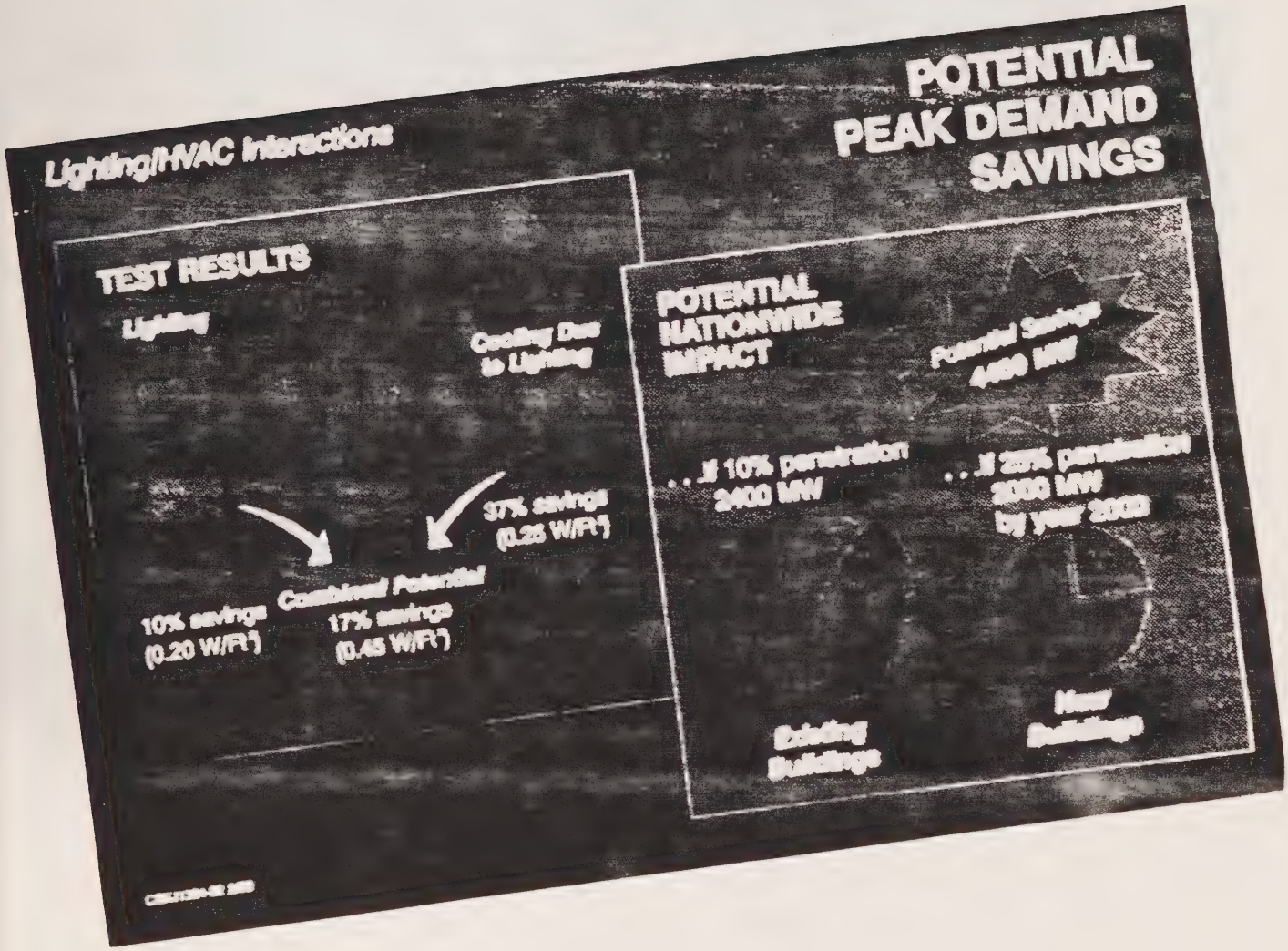
	Thousand Btu/sq. ft./yr	
	Old Terminal	New Terminal
Space heating	224	42
Space cooling	23	10
Lighting	67	14
Domestic hot water	14	4
Vertical transport	0	10
Auxiliary	14	9
Miscellaneous equipt.	44	7
Total	386	96

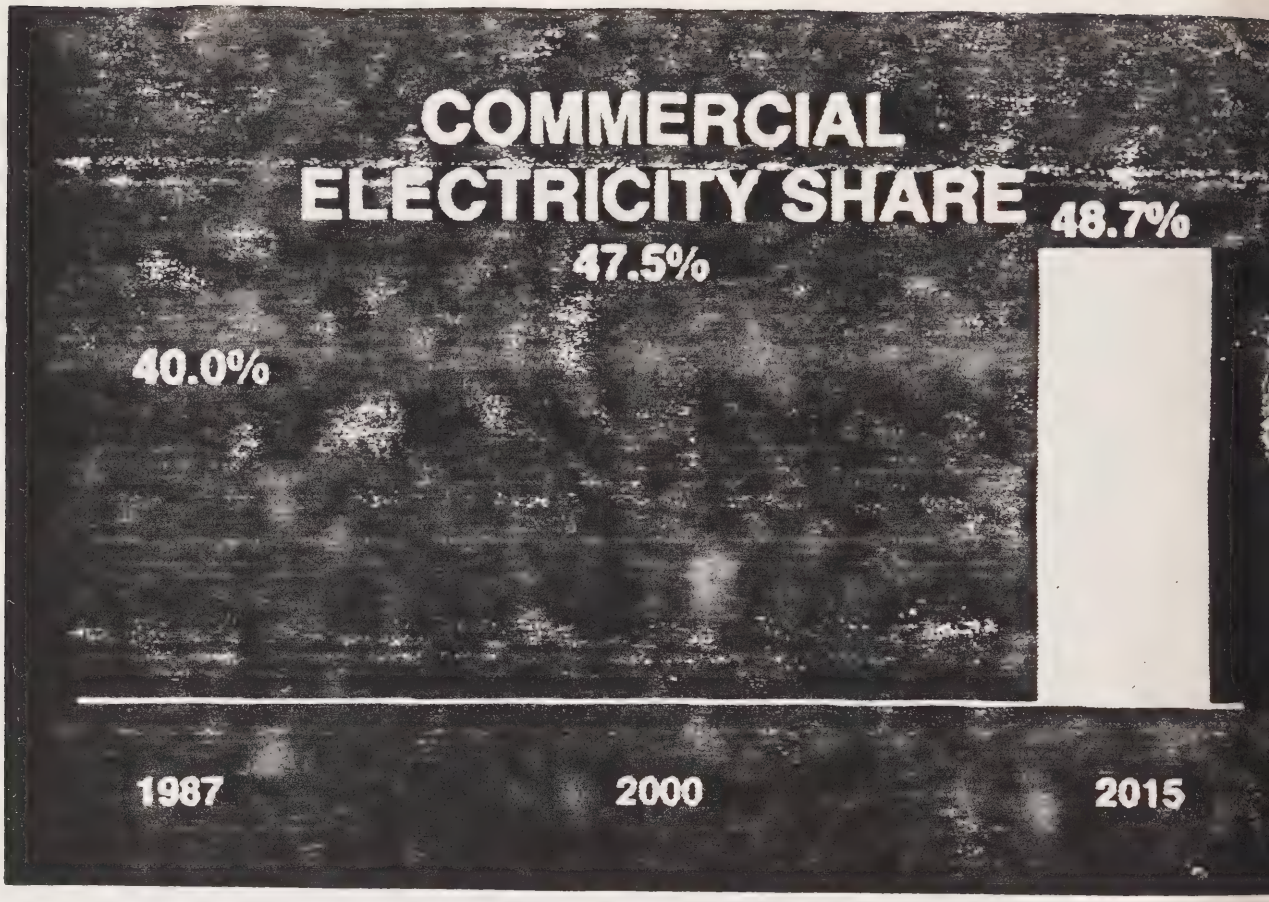

LIGHTING IS A MAJOR PART OF
COMMERCIAL ELECTRICITY SALES
Water Heating,
Cooking, and Other
18%
Heating
16%
Cooling
21%
Refrigeration
9%
Total 1988 Commercial Sector Electricity Use
775,000 GWh

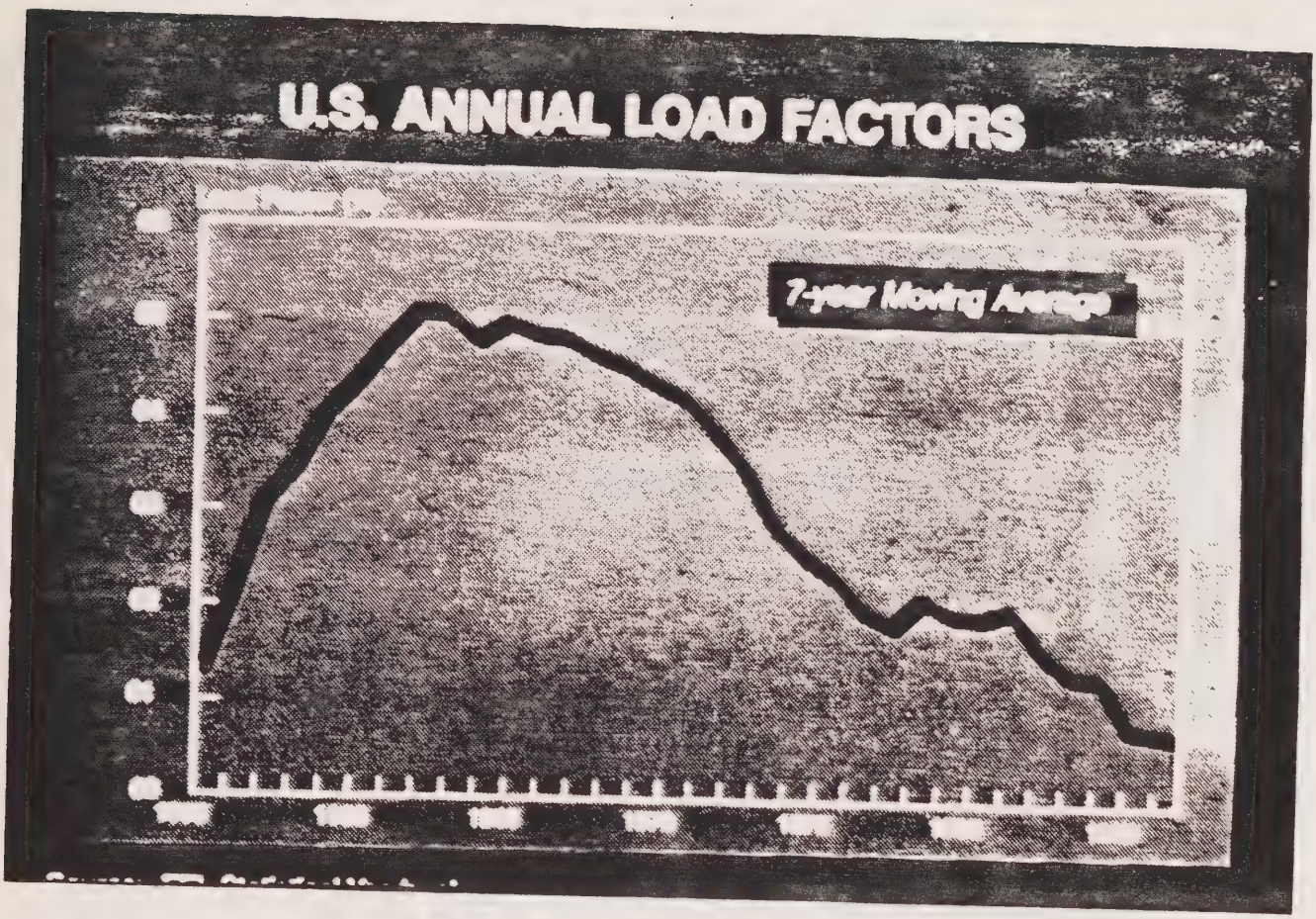
LIGHTING CONTROLS

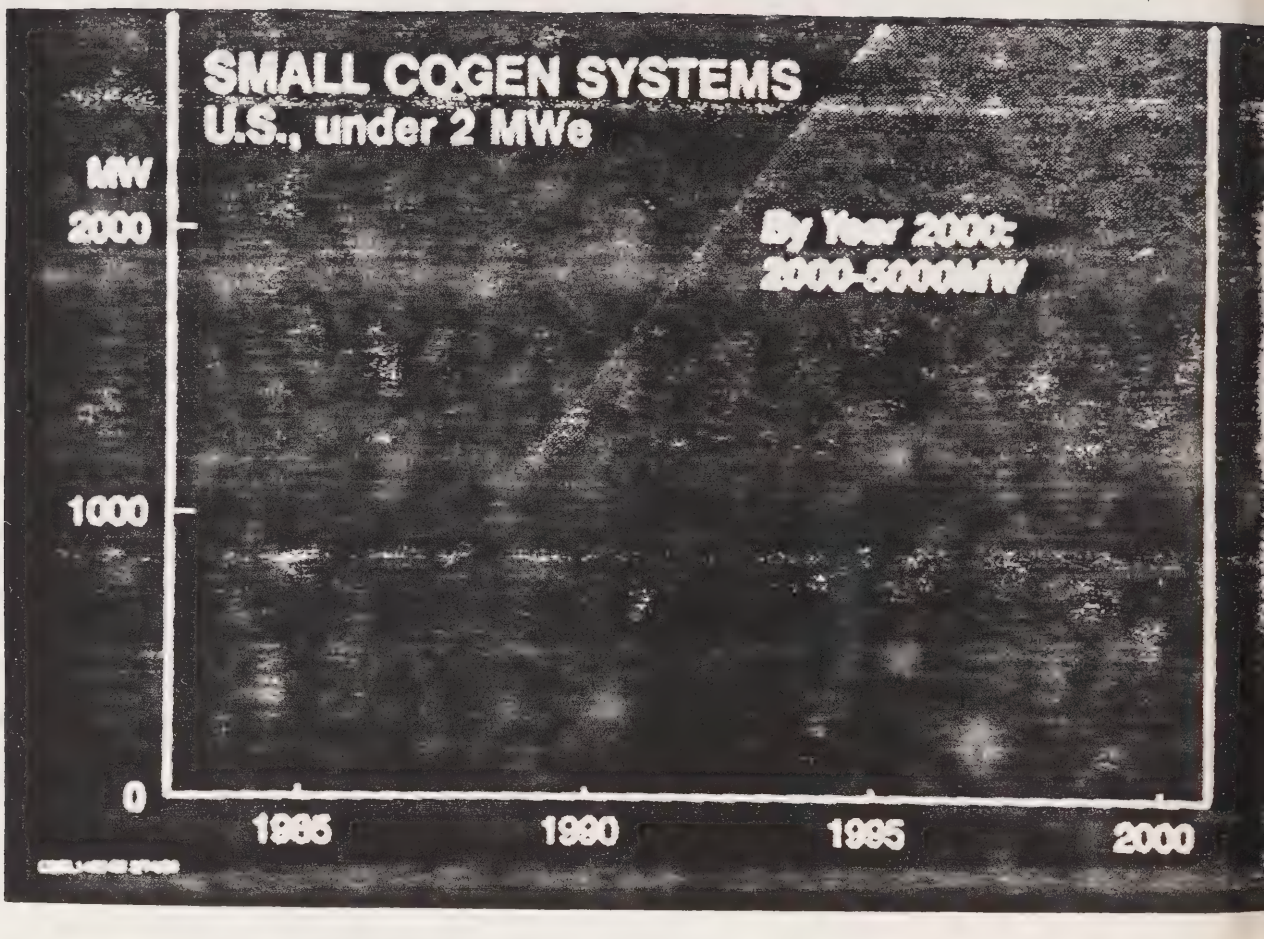


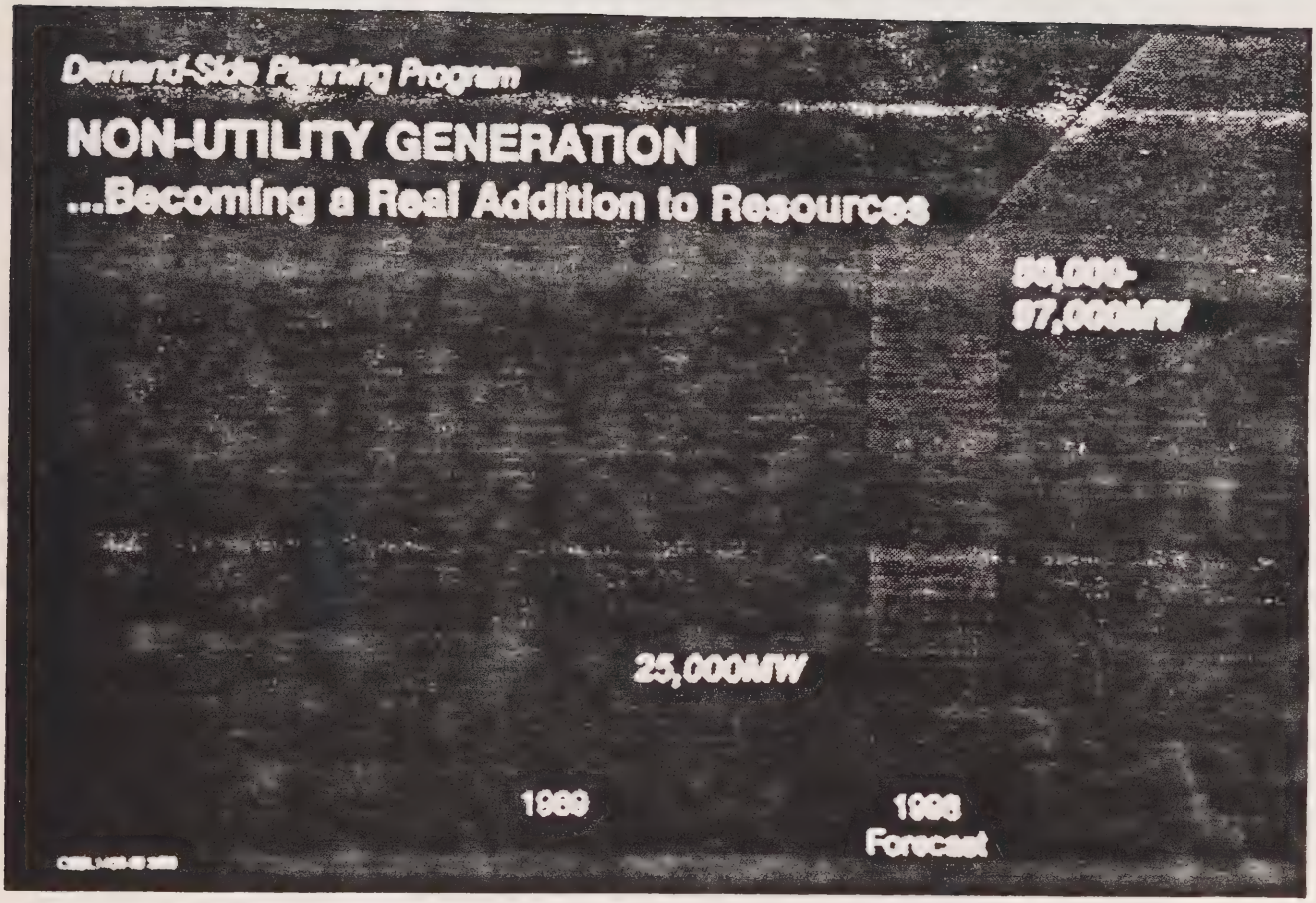
- Occupancy sensors
- Dimming systems
  - Daylight
  - Light level control
- Programmable controls

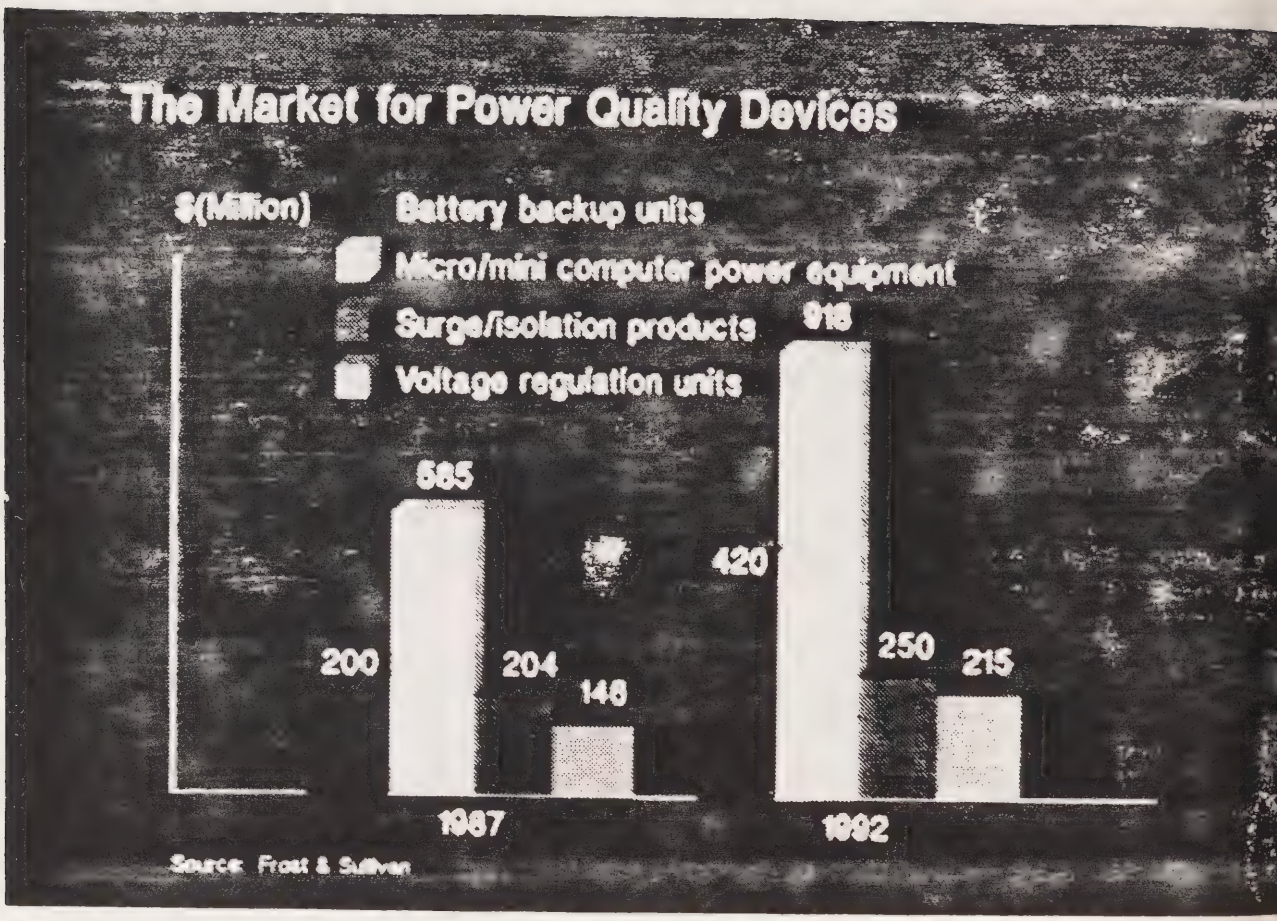

Lighting/HVAC Interactions
POTENTIAL PEAK DEMAND SAVINGS
TEST RESULTS
Lighting
Cooling Due to Lighting
37% savings (0.25 W/Ft²)
Combined Potential
10% savings (0.20 W/Ft²)
17% savings (0.45 W/Ft²)
POTENTIAL NATIONWIDE IMPACT
Potential Savings 4400 MW
. . . If 10% penetration 2400 MW
. . . If 25% penetration 2000 MW by year 2000
Existing Buildings
New Buildings

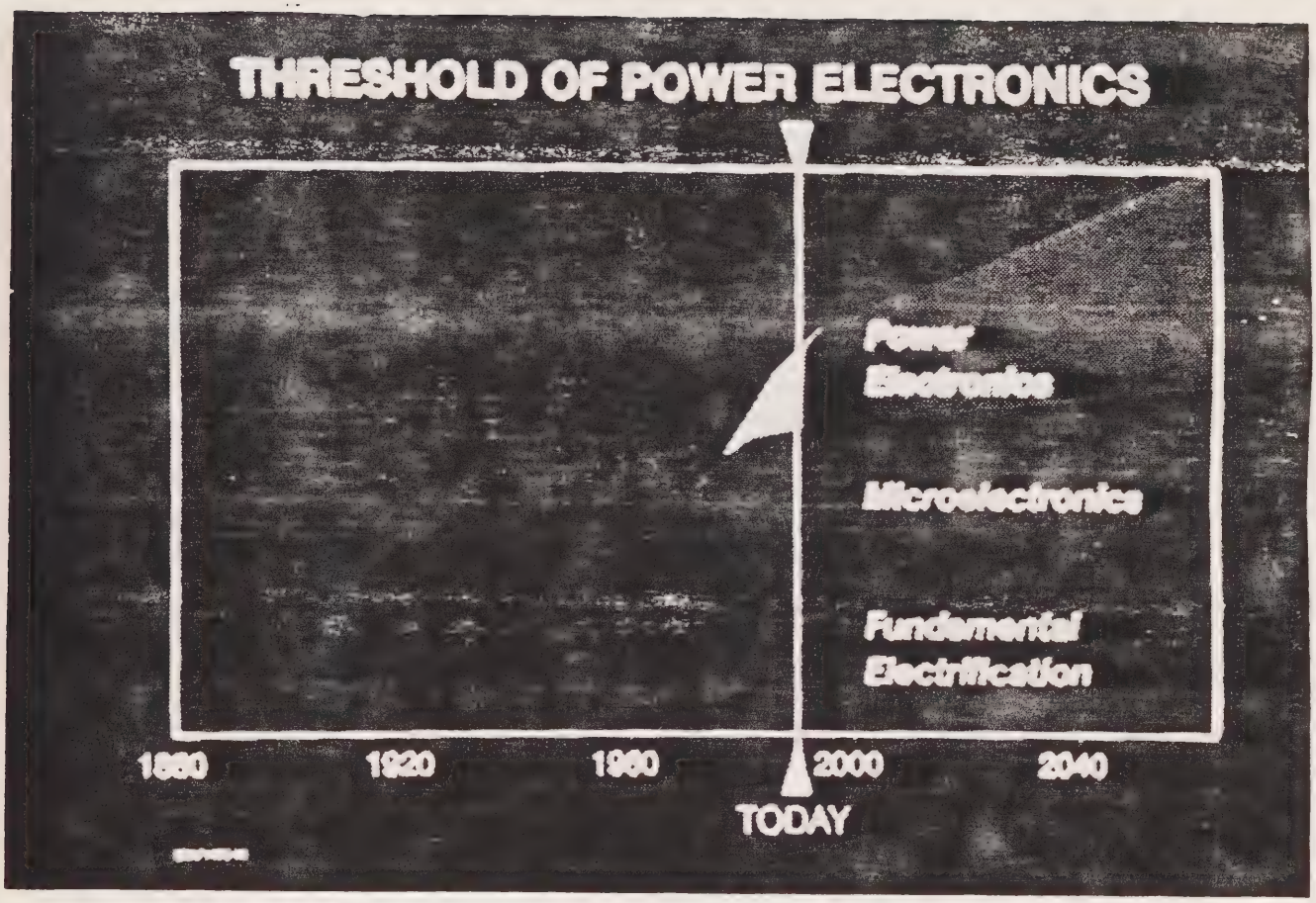

COMMERCIAL
ELECTRICITY SHARE
40.0%
47.5%
48.7%
1987
2000
2015


U.S. ANNUAL LOAD FACTORS
7-year Moving Average


SMALL COGEN SYSTEMS
U.S., under 2 MWe
MW
2000
1000
0
By Year 2000:
2000-5000MW
1985
1990
1995
2000

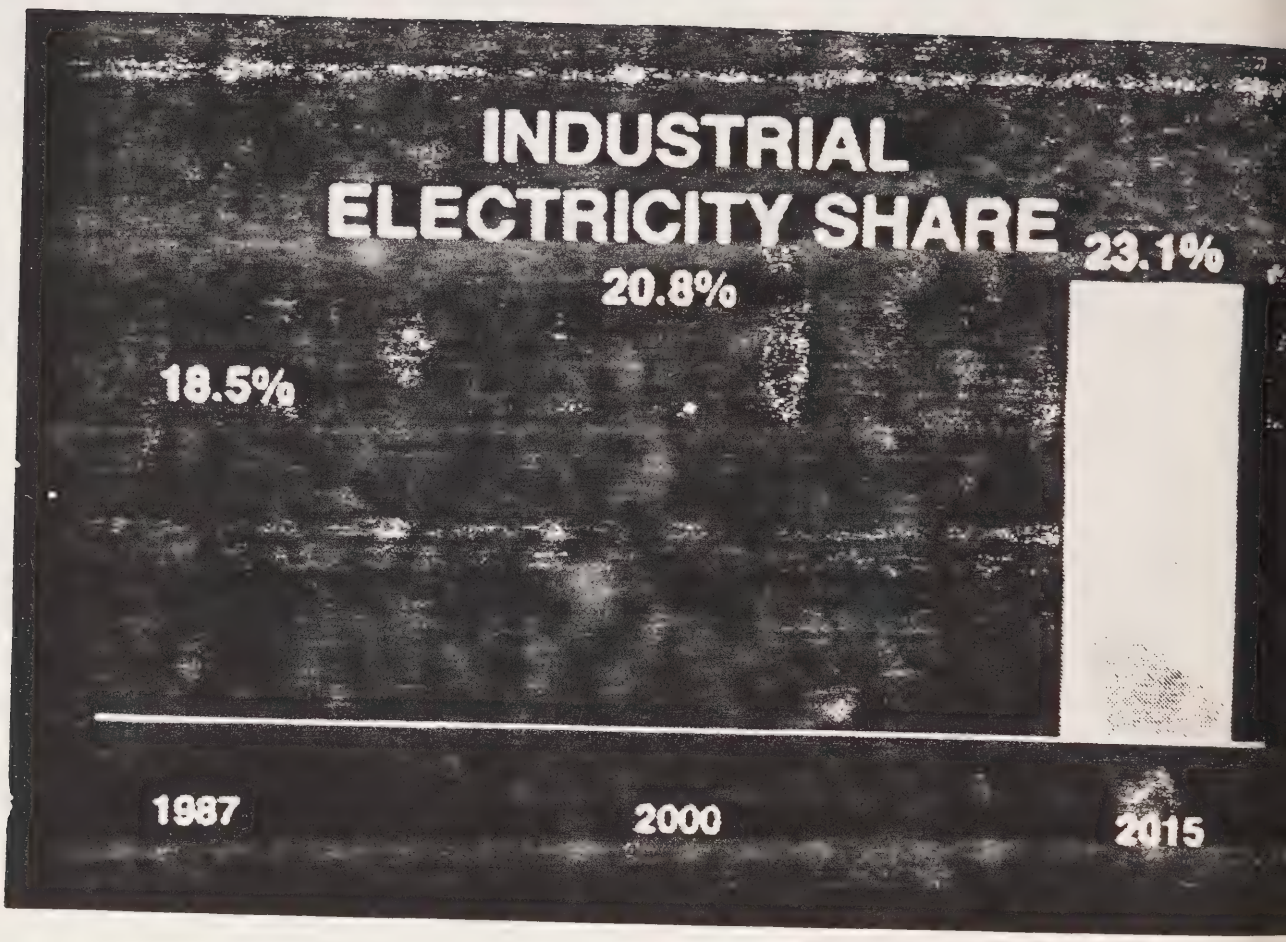

Demand-Side Planning Program
NON-UTILITY GENERATION
...Becoming a Real Addition to Resources
97,000MW
25,000MW
1998
Forecast

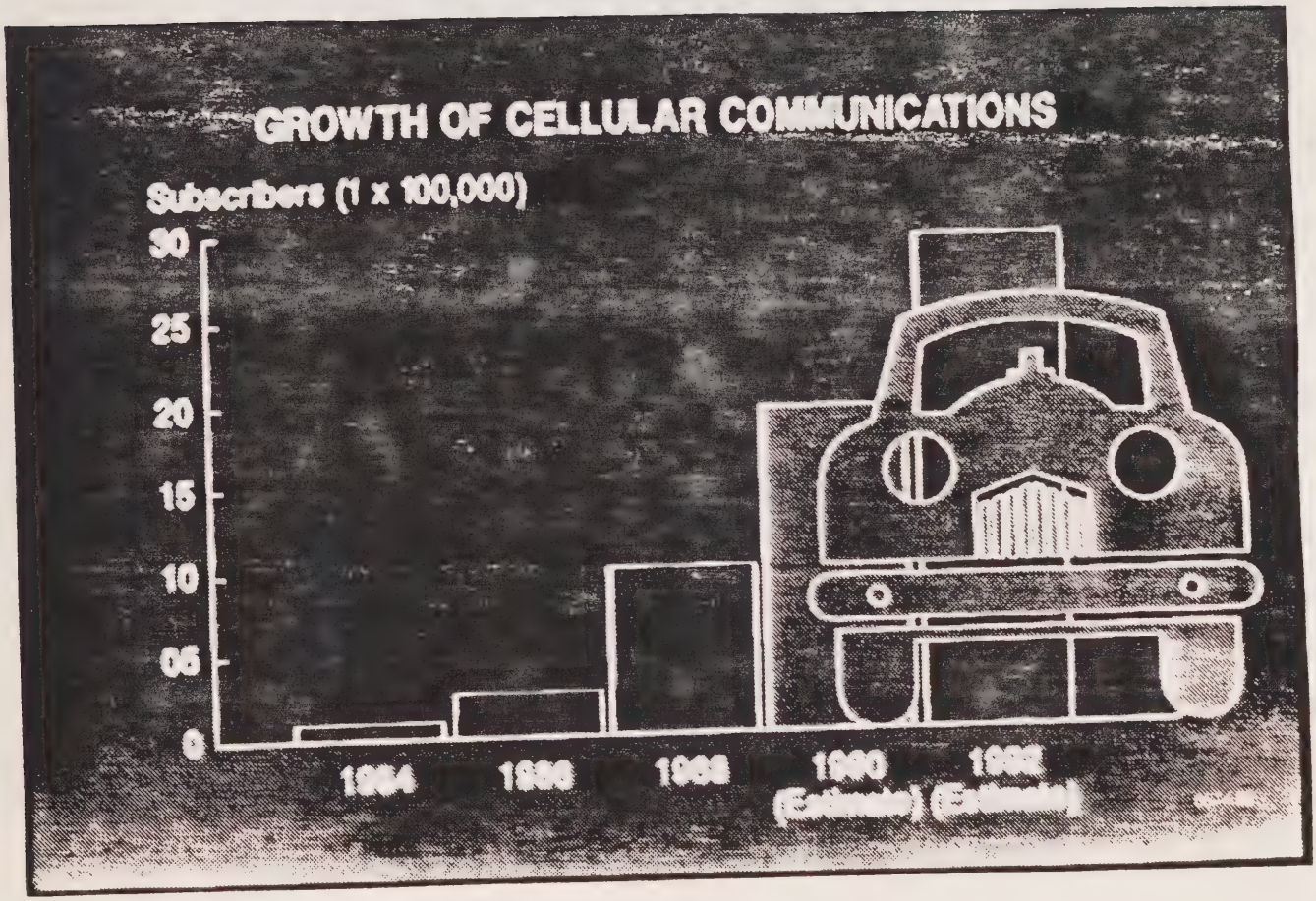

The Market for Power Quality Devices
$(Million)
Battery backup units
Micro/mini computer power equipment
Surge/isolation products
Voltage regulation units
585
200
204
148
420
918
250
215
1987
1992
Source: Frost & Sullivan

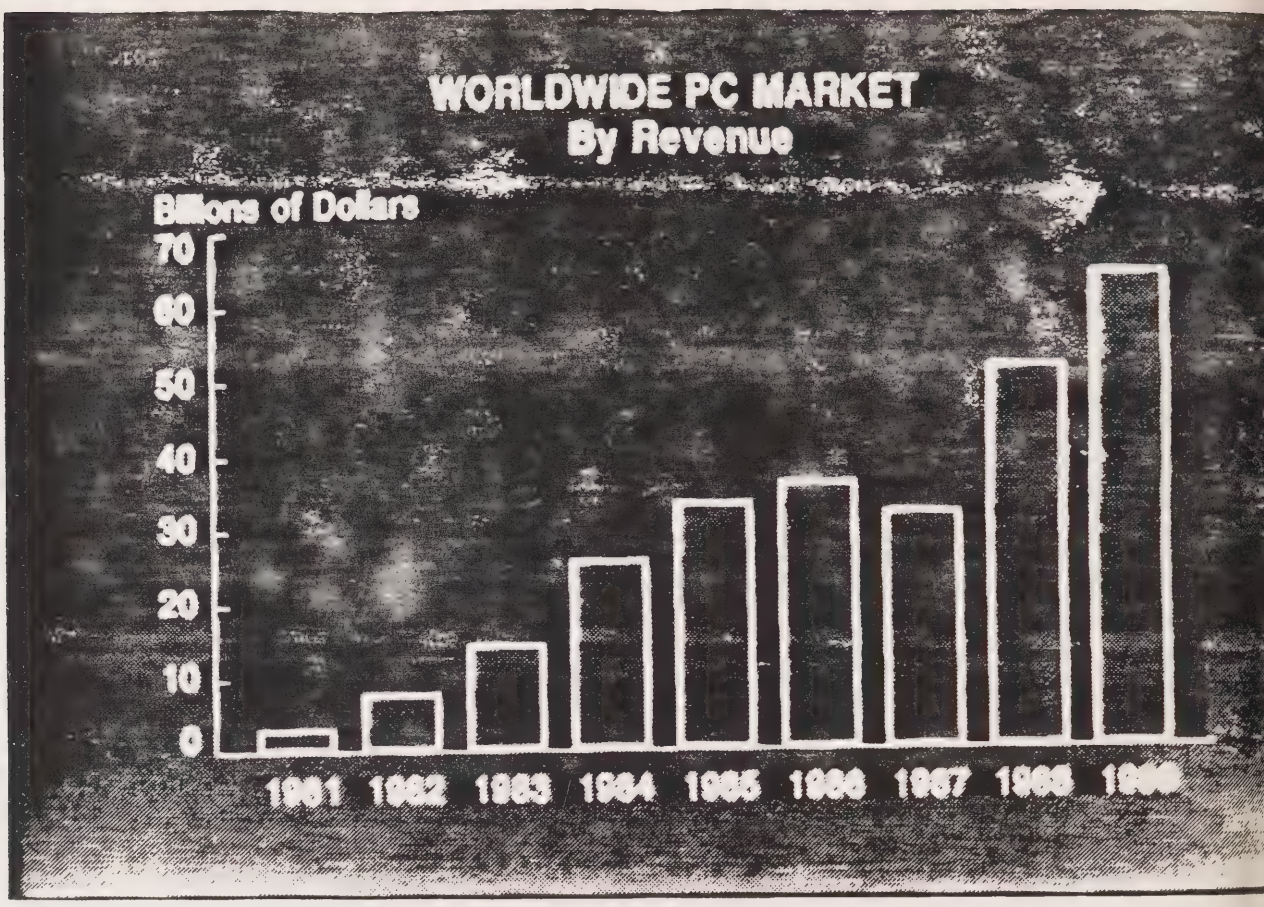

THRESHOLD OF POWER ELECTRONICS
Power Electronics
Microelectronics
Fundamental Electrification
1880
1920
1960
2000
2040
TODAY

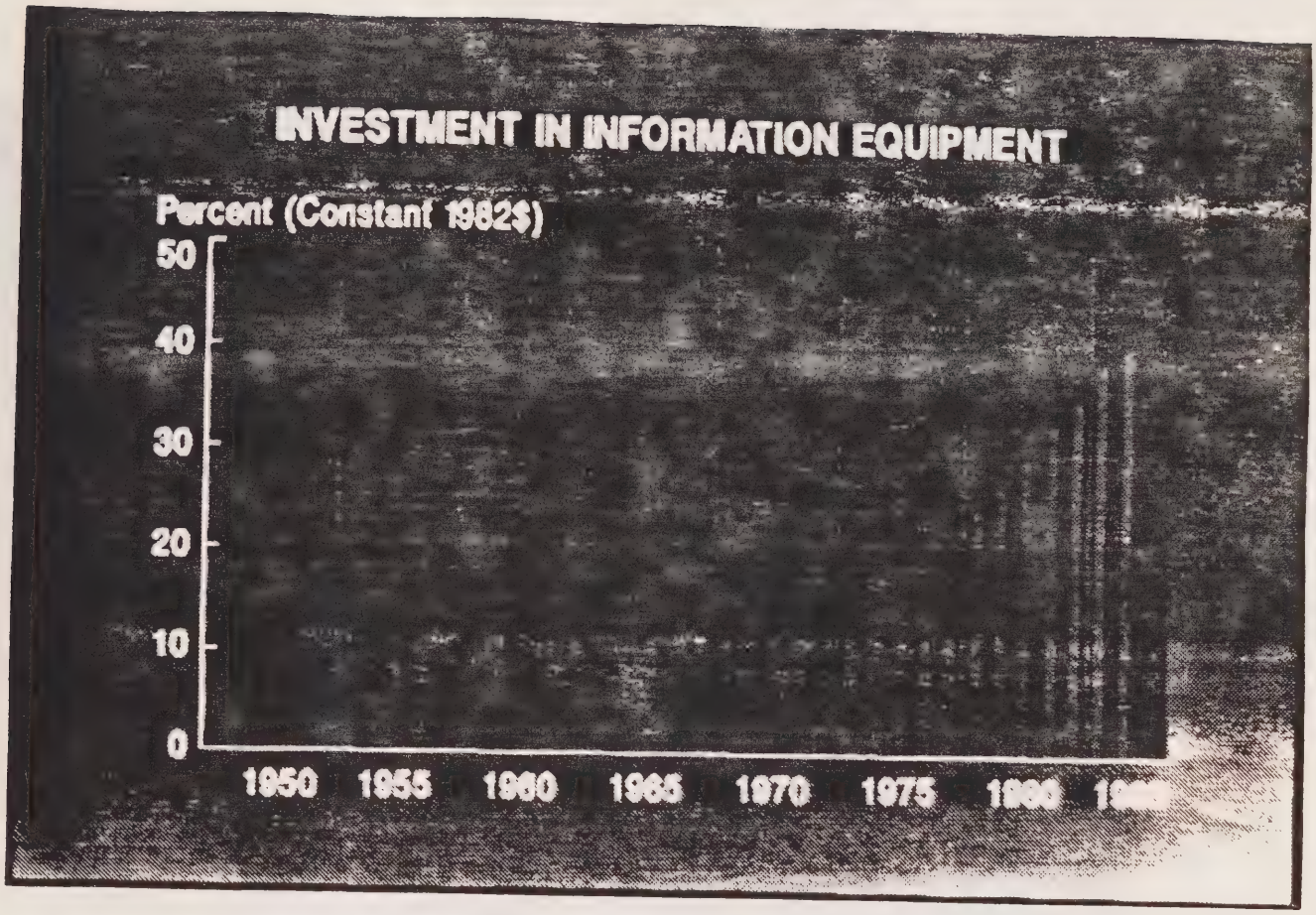
ELECTROTECHNOLOGIES

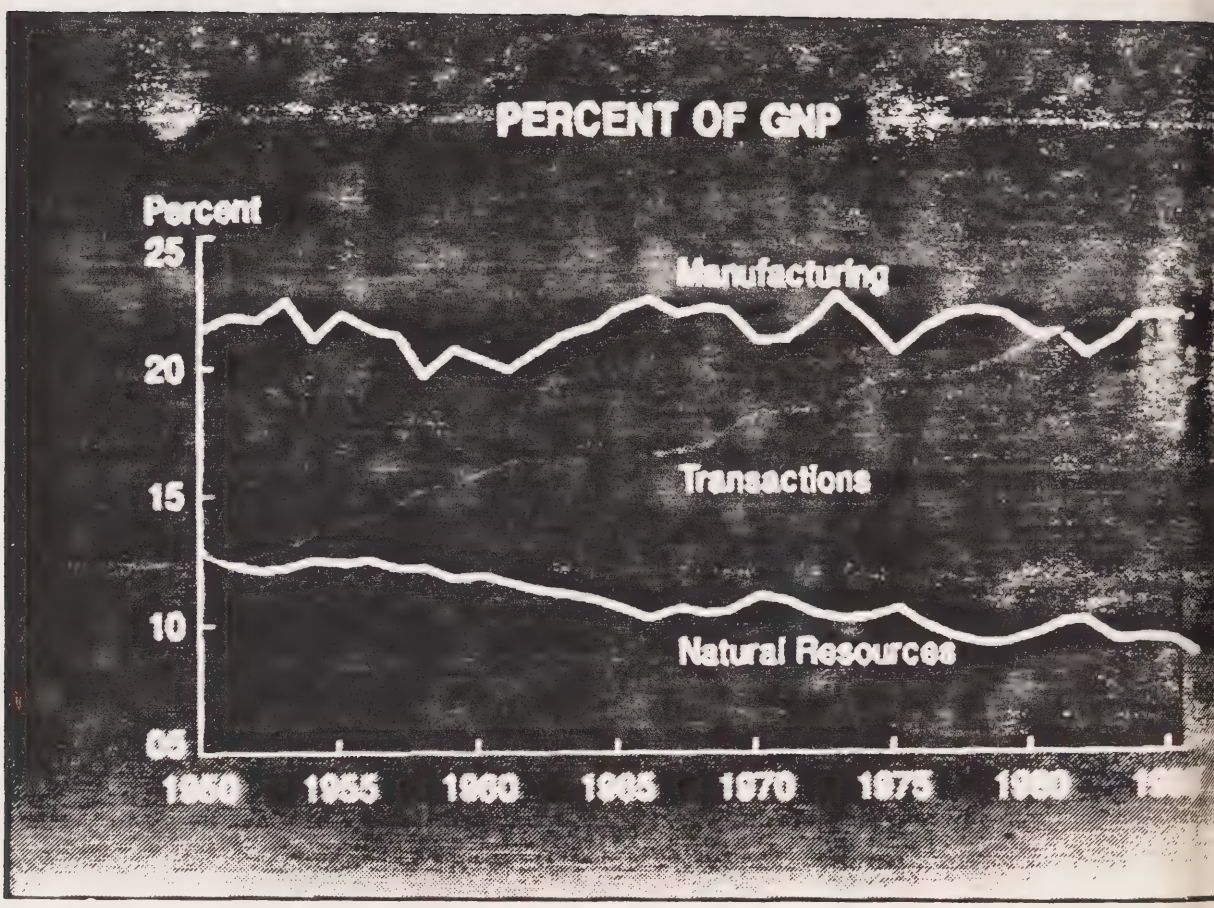
- o Increase Productivity/Value
  - Electric Plasma Torch: 10000°F vs 3500°F
  - Microwave Drying of Lumber: 1 Day vs. 25 Day
  - Induction Heating of Steel Billets: Minutes vs. Hours
  - Laser Cutting: 15 Minutes vs. 90 Minutes


INDUSTRIAL
ELECTRICITY SHARE
18.5%
20.8%
23.1%
1987
2000
2015


GROWTH OF CELLULAR COMMUNICATIONS
Subscribers (1 x 100,000)
30
25
20
15
10
05
0
1990
(Estimate)


WORLDWIDE PC MARKET
By Revenue
Billions of Dollars
70
60
50
40
30
20
10
0
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989


INVESTMENT IN INFORMATION EQUIPMENT
Percent (Constant 1982$)
50
40
30
20
10
0
1950
1955
1960
1965
1970
1975


PERCENT OF GNP
Percent
25
20
15
10
05
Manufacturing
Transactions
Natural Resources
1950
1955
1960
1965
1970
1975

DOCUMENT : 860-256/016

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Les compagnies d'électricité et la réglementation

Peter G. Boucher
Président
Connecticut Department of Public Utility Control
New Britain (Connecticut)

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

On m'a demandé de faire connaître mes observations sur des questions de réglementation gouvernementale. Cependant, les questions les plus importantes en matière de réglementation des compagnies d'électricité ne se limitent pas aux frontières, du moins dans cette région. En fait, comme le présent colloque le démontre, elles s'étendent même au-delà des frontières internationales.

À mon avis, la question qui l'emporte sur toutes les autres pour la région est la suivante : comment conserver un service correct et fiable d'approvisionnement en électricité. Les prévisions effectuées l'an dernier par la New England Power Pool (NEPOOL) indiquent que des pénuries régionales d'électricité peuvent survenir dès 1993. En 1995, la probabilité de pénurie passait à 69 p. 100, compte tenu du fait qu'on prévoyait un déficit d'approvisionnement de 1 200 MW et en présumant que les centrales de Seabrook et de la phase II d'Hydro-Québec seront en service. On prévoit toutefois qu'une évaluation plus récente, laquelle doit être parachevée dans quelques semaines, brossera un tableau plus optimiste en raison surtout d'une baisse de la demande due à un ralentissement de la croissance économique régionale.

Il nous faudra unir nos efforts pour conserver un approvisionnement correct en électricité dans la région. De notre côté de la frontière, nous savons qu'aucun État faisant cavalier seul ne peut garantir à sa population un

approvisionnement satisfaisant en électricité. Par le truchement du New England Power Pool, les États de la région, et ceux des régions limitrophes lorsqu'il y a lieu, se partagent les problèmes que pose la capacité de production. Bien sûr, cette situation existe depuis la création de la NEPOOL, il y a vingt ans, mais maintenant la capacité excédentaire de production est pratiquement disparue.

C'est au Connecticut, au cours de l'été 1987, que nous nous sommes rendus compte de notre récente vulnérabilité lorsque nous avons connu les baisses de tension, les appels de la part du public et le risque de pannes d'électricité successives, malgré les capacités excendentaires de nos compagnies. Les raisons des événements de cet été nous ont fait réfléchir sur l'efficacité et l'équité du mode de fonctionnement de la NEPOOL. Le gouverneur du Connecticut, M. William O'Neill, a présidé notre commission afin de mettre en train une vérification de gestion de la NEPOOL.

Les vérificateurs ont étudié, entre autres, dans quelle mesure les règlements et le fonctionnement de la NEPOOL favorisent de manière efficace un approvisionnement satisfaisant. Les vérificateurs ont conclu qu'un certain nombre de modifications devaient être apportées. La NEPOOL et la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre apportent actuellement certaines modifications. L'une des recommandations, selon laquelle la planification de la demande et de

l'approvisionnement menée par la NEPOOL devait comporter une évaluation des risques et des possibilités stratégiques, a déjà porté fruit.

Des progrès considérables ont également été réalisés lorsqu'une autre recommandation importante a été mise en vigueur, à savoir la majoration des sanctions imposées aux compagnies d'électricité qui ont une capacité de production insuffisante, c'est-à-dire celles qui ne peuvent répondre aux besoins de leurs propres clients. Les règlements de la NEPOOL exigent que chaque compagnie d'électricité membre conserve une capacité suffisante, y compris des réserves raisonnables, pour répondre à la demande. Bien qu'il existe des sanctions pour les compagnies qui contreviennent à ce règlement, elles ont été tellement moins élevées au cours des dernières années que le coût de toute nouvelle capacité de production qu'il était plus rentable de payer le montant des sanctions plutôt que de se procurer une nouvelle capacité ou de l'acheter à un tarif équitable à d'autres membres qui avaient une capacité excédentaire.

À cet égard, les vérificateurs ont recommandé que les sanctions devraient être au moins équivalentes au coût de toute nouvelle capacité de production de manière à encourager les compagnies d'électricité à répondre elles-mêmes aux besoins de leurs clients, plutôt que de se fier à la capacité excédentaire de la NEPOOL. Suite à cette recommandation, la NEPOOL a augmenté

les sanctions de 47 à 75 $ du kilowatt/année pour passer le premier mai à 98 $ par kilowatt/année. Il s'agit de hausses considérables, mais le Connecticut croit que des hausses encore plus fortes sont justifiées.

En faveur de sanctions plus élevées, le Connecticut a signalé que de faibles sanctions peuvent signifier que les clients de compagnies d'électricité dont la capacité de production est insuffisante sont injustement subventionnés par les clients de compagnies d'électricité qui présentent une capacité excédentaire. Puisque les compagnies d'électricité du Connecticut ont une capacité plus que suffisante, l'adoption de sanctions plus élevées sont à leur avantage car elles augmentent la valeur de leurs produits sur le marché. Cependant, cette solution ne peut être valable qu'à court terme car la plupart des compagnies d'électricité achèteront et vendront ultérieurement de l'énergie. Je crois que c'est dans notre intérêt à tous de mettre au point un système équitable pour tous à long terme.

Une gestion dynamique de la charge et des mesures efficaces visant à économiser l'énergie constituent une autre stratégie essentielle à long terme. Les mesures d'économie de l'énergie permettebt non seulement d'accroître le rendement énergétique, augmentant ainsi la position concurrentielle des entreprises locales, mais encore nous accordent plus de temps pour planifier notre façon de répondre aux besoins futurs. Toutefois, en raison

de la capacité excédentaire actuelle du Connecticut, nos compagnies d'électricité ont fait savoir au début que les programmes visant à économiser l'énergie n'étaient pas dans l'intérêt économique de l'État.

Cette stratégie à court terme pose un problème illustré par l'histoire de l'homme qui n'a jamais réparé son toit qui fuyait : à son avis, il n'était pas nécessaire de le faire lorsqu'il ne pleuvait pas et lorsque c'était le cas, il était trop tard. À mon avis, il est maintenant temps de mettre en vigueur des programmes visant à économiser l'énergie et de gestion de la charge et je suis heureux de constater qu'ils le sont au Connecticut et dans toute la région.

Je suis également encouragé par les rapports publiés récemment et selon lesquels le gouvernement des États-Unis a décidé d'élaborer une politique exhaustive de l'énergie pour la première fois depuis la fin des années 70 et que celle-ci reconnaîtra l'importance du rendement énergétique et des économies d'énergie. Le sous-secrétaire à l'énergie, M. W. Henson Moore, a récemment affirmé dans le New York Times que la population n'est pas prête à payer davantage pour l'énergie, tant au point de vue environnemental qu'économique, à moins d'être d'abord convaincue qu'elle n'a pas le choix. "Avant d'obtenir un consensus, il faudra acquérir une crédibilité dans ce domaine et prouver qu'on s'intéresse vraiment au rendement énergétique."

En ce qui concerne les répercussions environnementales de la politique énergétique, il nous faudra convaincre la population que toutes les solutions raisonnables et rentables sont prises en considération. Les instances de réglementation conviennent maintenant en règle générale que le mécanisme de planification de moindre coût devra tenir compte systématiquement de facteurs externes liés à l'environnement, bien que le débat sur les méthodologies pertinentes ne fasse que commencer.

Il est déjà indubitable qu'il s'agit d'une autre question qui ne peut être réglée à l'intérieur d'un territoire seulement. Nous connaissons tous bien le phénomène de la pollution transfrontière qui donne lieu aux précipitations acides.

Au Connecticut, notre Siting Council a récemment dû examiner les éventuelles répercussions sur l'air et l'eau du Rhode Island d'une centrale de récupération des ressources située près de la frontière de l'État. Au Vermont, on a demandé aux instances de réglementation d'étudier les répercussions environnementales des inondations prévues par Hydro-Québec pour produire de l'électricité. Il est probable que le problème posé par les répercussions environnementales transfrontières de projets énergétiques attirera davantage l'attention à l'avenir.

Le processus d'appel d'offres pour acquérir une nouvelle capacité et la planification de moindre coût sont deux concepts qui doivent être examinés. Roland Priddle, président de l'Office national de l'énergie du Canada, nous récemment mis en garde contre une application trop enthousiaste de ces concepts et processus. Si les États permettent aux tarifs négociés de l'énergie canadienne de devenir des "tarifs de référence" à partir desquels les producteurs indépendants peuvent soumissionner, nous devrons peut-être renoncer à un approvisionnement sûr et fiable en énergie canadienne, soit le prix à payer à long terme en retour d'un avantage qui ne serait que temporaire. Je désire souligner que la préoccupation du président de l'ONE est légitime et qu'il faudra en tenir compte.

En ce qui concerne la politique relative au transport de l'énergie, la question a été fort débattue et on a convenu d'aucune solution. L'absence d'une politique fédérale en vigueur rend la planification incertaine à l'échelle de l'État. Toutefois, une décision de la Federal Energy Regulatory Commission sur l'acquisition proposée par la Northeast Utilities de la Public Service of New Hamsphire pourrait régler certains problèmes de transport, du moins au sein de la Nouvelle-Angleterre. Dans le cas de la NU-PSNH, les instances de réglementation du Connecticut estiment que les conditions d'accès et les tarifs d'utilisation du réseau de transport actuel devraient être équitables pour les clients des compagnies

d'électricité qui ont permis d'entretenir le réseau et pour ceux qui cherchent à y avoir accès. Nous devons bien sûr élaborer à long terme une politique qui prévoira la construction d'installations de transport additionnelles.

Je dois également traiter brièvement d'une question qui, à mon avis, ne devrait pas être soulevée du tout : l'obligation traditionnelle d'une compagnie d'électricité de fournir un service. Les observations récentes de cadres supérieurs des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre semblent suggérer que les réactions positives de ces compagnies aux encouragements prévus par les règlements (habituellement dans le cadre de programmes d'économie d'énergie) pourraient d'une façon ou d'une autre redéfinir ou limiter les responsabilités d'une compagnie, en particulier son obligation de fournir un service.

Je soupçonne que ces observations sont le reflet d'une frustration de la part des compagnies d'électricité due au rejet de la prudence, de l'apparition de producteurs indépendants, des appels d'offres et d'autres formes qui érodent ce qui était autrefois un monopole dans les régions. Cependant, il est à la fois dangereux et erroné de croire que l'obligation fondamentale d'offrir des services de tous les instants a été subordonnée de quelques façons que ce soient aux nouveaux règlements ou de croire qu'elle l'a été par ceux-ci. Les compagnies d'électricité ont toujours la responsabilité ultime de répondre aux besoins des

clients. Aucun encouragement prévu par les règlements ne devrait être nécessaire pour garantir que soit assumée une telle responsabilité.

En somme, je suis d'avis qu'en matière de réglementation des compagnies d'électricité, le programme le plus important consistera à garantir un approvisionnement suffisant à l'avenir au sein de la région. Pour ce faire, nous devrons tenir compte des coûts, des répercussions environnementales, de la politique de transport ainsi que d'une myriade de facteurs complexes. J'emploie la première personne du pluriel car ces problèmes devront être réglés à l'échelle régionale. Pour adopter des mesures efficaces, il faudra faire preuve de collaboration ou du moins reconnaître des intérêts communs : compagnies d'électricité, fournisseurs canadiens d'énergie, producteurs privés d'énergie, instances de réglementation des gouvernements fédéral et des États, consommateurs importants et, non le moindre, le grand public.

Nous devrons également mieux coordonner la planification et la réglementation. Nous avons déjà commencé à intégrer la planification de la demande et de l'approvisionnement. Le Connecticut a adopté le processus de réglementation, fondé sur la collaboration, qui encourage les mesures prises par les compagnies d'électricité en révisant les risques des initiatives de gestion de la demande. L'étape suivante consiste à appliquer

ce processus à la sélection des ressources. Nous devons également veiller à ce que la planification des nouvelles capacités de production englobe non seulement l'approvisionnement en combustibles, tel que les nouveaux oléoducs, mais encore le réseau régional de transport, y compris le choix de l'emplacement de toute installation additionnelle.

Heureusement, deux organismes régionaux d'importance, à savoir la NEPOOL et la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre, examinent déjà les problèmes de l'approvisionnement régional en électricité et des progrès réels ont été réalisés. La CGNA a maintenant confié à son comité de planification de l'énergie le mandat d'élaborer, de concert avec la NEPOOL, un plan d'action visant à régler le problème de l'approvisionnement régional en électricité. Les travaux sont en cours et il ne sera pas facile de trouver des solutions.

Les décisions qui nous permettront de répondre à nos besoins futurs en matière d'hydro-électricité devront refléter un certain consensus public sur ce qui est jugé acceptable en matière de fiabilité du service, de coûts, de répercussions environnementales et sur ce qui constitue un partage équitable des risques et des responsabilités, des avantages et des fardeaux de l'approvisionnement régional en électricité. Comme il semble que le public connaisse à peine les questions de l'heure, l'une de nos tâches les plus importantes consistera donc à l'éduquer.

DOCUMENT: 860-256/016

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Electric Utility Issues at the State Regulation Level

Peter G. Boucher
Chairperson
Connecticut Department of Public Utility Control
New Britain, Connecticut

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

I have been asked to comment on regulatory issues at the state level. However, the most important issues in electric utility regulation refuse to stay within state boundaries, at least in this region. In fact, as this conference itself demonstrates, they transcend even national boundaries.

In my opinion, the issue of overriding importance for the region is how to maintain adequate and reliable electric service. The forecast done last year by the New England Power Pool (NEPOOL) indicated that regional power shortages were probable as early as 1993. By 1995 the probability of shortages rose to 69 percent, with an expected capacity shortfall of 1200 MW, assuming Seabrook and Hydro-Quebec Phase II are on line. However, a more recent assessment, which will be finalized in a few weeks, is expected to forecast a much improved situation, due chiefly to the moderation in demand resulting from the slowdown in regional economic growth.

Effective action to maintain an adequate electric supply in the region will require our joint and collective efforts. On our side of the border, we know that no state acting alone can assure its citizens of adequate electric supplies; through NEPOOL, capacity problems are shared throughout the region and, when necessary, beyond it. Of course, that has been true for the 20 years that NEPOOL has been in existence, but now the Pool's surplus of generating capacity is virtually gone.

Our new vulnerability was first brought to our attention in Connecticut during the summer of 1987 when, despite our own companies' surplus capacity,

we experienced voltage reductions, public appeals, and the risk of rollin blackouts. Our review of the reasons for the events of that summer raise questions about the effectiveness and fairness of NEPOOL operations Connecticut Governor William O'Neill directed our commission to initiate management audit of NEPOOL.

Among the issues examined by the auditors was whether the Pool's rules an procedures effectively promoted electric supply adequacy. The auditor concluded that a number of changes were needed. NEPOOL and the New Englan Governors' Conference are now working to implement such changes. On recommendation, that NEPOOL's demand and supply planning include evaluation o risks and strategic options, has already borne fruit.

Significant progress has also been made toward implementing anothe important recommendation, namely increasing penalties imposed on capacit deficient utilities, that is, those which do not have enough generatin capacity to meet the needs of their own customers. NEPOOL rules require eac member utility to maintain sufficient capacity, including reasonable reserves to meet their customer demands. Although there are penalties for failure t maintain adequate capacity, in recent years the penalties have been so muc lower than the cost of new capacity that it has been more economic to pay th penalties than to build new capacity or purchase it at a fair price from Poo members having surplus capacity.

On this point, the auditors recommended that the penalties should at leas equal the cost of new capacity so as to provide meaningful incentives fo

utilities to meet the needs of their customers themselves, rather than leaning on the Pool for capacity. In response to this recommendation, NEPOOL increased the penalties from $47 to $75 per kiloWatt/year, and on May 1 they will be raised again to $98 per kW/year. These represent significant increases, but Connecticut believes that even higher levels are justified.

In advocating higher penalties, Connecticut pointed out that low penalties can mean that customers of capacity deficient utilities are being unfairly subsidized by customers of utilities with surplus capacity. Since Connecticut utilities are now long on capacity, higher penalties benefit them by increasing the market value of their surplus capacity. However, this is true only in the short term. In the long term, most utilities will be both buyers and sellers. I believe it is in our collective interest to develop a system that is fair to all in the long term.

Another strategy essential in the long term is aggressive conservation and load management. Conservation not only increases energy efficiency, thereby enhancing the competitive position of local business and industry, it also gives us additional time to plan how to meet future capacity needs. Because of Connecticut's present capacity surplus, however, our utilities at first argued that conservation programs were not in the state's economic interest.

The problem with that short-term perspective is illustrated by the story about the man who never fixed the hole in his roof: in his view, there was no need to do it when it wasn't raining and when it was raining, it was too

late. In my opinion, the time to institute conservation and load management programs is now and I am pleased that they are being implemented in Connecticut and throughout the region.

I am also encouraged by recent reports that the United States government has decided to develop a comprehensive energy policy for the first time since the late 1970s and that the policy will apparently emphasize energy efficiency and conservation. Deputy Secretary of Energy W. Henson Moore recently told the New York Times, "People are not willing to pay more for energy, either environmentally or economically, unless they are first convinced that you have no choice. You're never going to get a consensus until you establish your credibility in that area, that you're really serious about efficiency."

The environmental impact of energy policy is another area in which we will have to convince the public that all reasonable and cost effective alternatives are being considered. Regulators now generally agree that the least cost planning process must include systematic consideration of environmental externalities, although the discussion of specific methodologies is just beginning.

It's already clear that this is another issue that cannot be confined within jurisdictional boundaries. All of us in this part of North America are familiar with the extra-jurisdictional impacts of the pollution that brings us acid rain.

Within this region, in Connecticut, our Siting Council recently had to consider the possible impact on Rhode Island air and water of a resource recovery plant near the state line. In Vermont, regulators have been asked to consider the environmental impact of the flooding required to produce Hydro-Quebec power. Questions of extra-jurisdictional environmental impacts of energy projects are likely to occupy an even higher level of attention in the future.

Another concept that needs to be considered in conjunction with least cost planning is the competitive bidding process for new capacity. Roland Priddle, Chairman of Canada's National Energy Board, recently warned against over-zealous application of these principles and processes. If states allow negotiated prices for Canadian power to become "reference prices" against which non-utility generators are allowed to bid, he pointed out, we may be forced to forego the security and reliability of Canadian supplies, the long-term payback, in return for what could be only a short term advantage. I would like to acknowledge that the Chairman presents a valid concern and one which we will have to address.

In the area of transmission policy, there has been much discussion but little agreement. The lack of a settled federal policy makes for planning uncertainty at the state level. However, a decision by the Federal Energy Regulatory Commission on the proposed acquisition by Northeast Utilities of Public Service of New Hampshire may resolve some transmission issues for the NEPOOL region at least. In the NU-PSNH case, Connecticut regulators are

concerned that access terms and rates for use of the existing transmiss network should be fair to the utility customers whose rates have suppor that network as well as to those who seek access. In the longer term, course, we must develop a policy that will provide for construction of additional transmission facilities that may be needed.

I must also touch briefly on a topic that in my opinion should not be issue at all: a utility's traditional obligation to serve. Recent comment by prominent New England utility executives seems to suggest that constructi utility responses to regulatory incentives (usually in the context conservation programs) may somehow re-define or limit a utility responsibilities, most notably its obligation to serve.

I suspect that this perception may be a reflection of utility frustratio with prudence disallowances combined with the advent of non-utilit generators, competitive bidding, and other forms of erosion of the previousl protected monopoly within franchise service areas. Nevertheless it is bot false and dangerous to believe that the fundamental obligation to mee customer requirements at all times has in any way been subordinated to o modified by recent regulatory developments. Utilities continue to bear th ultimate responsibility for meeting customer needs. No form of regulator incentive should ever be necessary to ensure that such responsibility is met.

To summarize, in my view the most important problem we face in electric utility regulation is assuring future adequacy of electric supply in the

region. In order to do so, we will have to consider costs, environmental impacts, transmission policy, and a myriad of other difficult issues. I say "we" because resolution of these issues will have to be regional. Effective action will require the cooperation or at least acquiescence of multiple interests: utilities, Canadian power suppliers, private power producers, federal and state regulators, large consumers, and--not least--the general public.

It will also require better coordination of the planning and regulatory processes. We have begun integrated demand and supply planning. Connecticut has adopted a collaborative regulatory process that encourages utility actions by reducing risk in demand-side initiatives. The next step is to apply the collaborative process in both demand and supply side resource selection. We must also make sure that planning for new generating capacity includes not only fuel supply--such as new natural gas pipelines--but also the regional transmission system, including siting of any additional facilities.

Fortunately, two high-level regional organizations--NEPOOL and the New England Governors' Conference--have already been working on the problems of regional electric supply and real progress has been made. Now the NEGC has directed its Power Planning Committee to work cooperatively with NEPOOL to develop an action plan to address adequacy of regional electric supply. Those efforts are now underway, but solutions will not be easy.

Our decisions on how to meet our future needs for electric power will h to reflect some degree of public consensus on what is acceptable in terms reliability of service, economic costs, environmental impacts, and on w constitutes an equitable sharing of the risks and responsibilities, benef and burdens of regional electric supply. Since it appears at the present t that the public is barely aware of the issues, one of our most important ta will have to be public education.

DOCUMENT: 860-256/017

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Alternatives to Utility Capacity

Paul Cavecchi
New Hampshire Independent Power
Producers Association

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

Once upon a time, there was a farmer who lived in a big valley with other farmers. There also was a food retailer, who had a legislated monopoly to sell tomatoes to the masses of people who cherished, needed, and loved tomatoes. The food retailer grew his own tomatoes and supplied them to his own retail outlets. One day it was mandated by King Ferc that the retailer had to go out and by tomatoes from "others," and the farmer was happy.

To do so, the Retailer's friends created bidding and least cost planning and the Food retailer issued an "RFP" to all the farmers in the valley, and the farmer was happy.

The RFP contained a criteria of a minimum farm capacity of 100 acres for harvesting tomatoes. The farmer had 120 acres and the farmer was happy. However, the retailer would not purchase tomatoes from any other acreage except those hundred.

The RFP contained a criteria of purchasing a hundred million tomatoes a year, and the farmer was happy. However, the retailer would not purchase any more than 100,000,000 million tomatoes per year thereby prohibiting any upside profits to the farmer.

The RFP contained a criteria that the food retailer would accept tomatoes only at certain times of the year, preferably December through June, because he had enough supply of his own tomatoes through the rest of the year. The farmer was worried, but then decided he would build greenhouses at an additional cost and "gas" the tomatoes to turn red at any time of the year, and the farmer was happy.

The RFP contained a criteria that the farmer pay a deposit of 10 cents per tomato for the first year $10,000,000 to participate in the bid. The farmer borrowed the money and now the farmer was not so happy.

The RFP contained a criteria that the farmer price the tomato at a flat rate per year, each year for twenty years, no escalation clauses. The farmer went to his fertilizer supplier, fuel supplier, and labor personnel and tried to negotiate an annual price of firm supply for twenty years. They laughed at the farmer, and the farmer was not so happy.

The RFP contained a criteria that the farmer had to produce a minimum of 10,000,000 tomatoes per year or the retailer would cancel the contract. The farmer visited his business interruption insurance broker and the farmer was not so happy; he could not be covered.

The RFP contained a criteria of the food retailer taking a second mortgage on the farm for non delivery of the tomatoes; and the farmer was not so happy.

The farmer next prepared his bid price to produce and deliver the tomatoes. With only one food retail buyer, the competition amongst all the farmers was keen. The farmer felt that with all the risks involved in that RFP, it was better to invest his small savings in T-Bills. The farmer however, was born to farm the land and he rather be penniless than not to farm at all. He had his business plan. So in desparation the farmer bid low, real low and won the bid, and the farmer was not so happy, and he thought maybe those farmers who didn't win the bid really won.

The farmer then visited the food retailer to discuss the contract. The food retailer asked the farmer how he was going to get the tomatoes to the retailer's stores. The farmer had a plan to use five of his own trucks and to drive them over the local roadways, otherwise known as the 115 KVA highway. The retailer used this highway to get his own tomatoes to market, and as part of the monopoly designation, owned the roadways. Now the traffic on that roadway was significant with many many of the retailer's own trucks using the 115 KVA highway all the time. The food retailer looked the farmer in the eye and said your five trucks per day will create a traffic problem on the highway.

The farmer's trucks would be the straw that breaks the camels back. Therefore, the RFP must contain a criteria that the farmer to prevent congestion pay for all highway upgrades between his farm and the retail outlets, and the farmer was not so happy.

However, with his strong desire to farm the land, overruling his better judgement, the farmer signed the contract.

Now the farmer left to try and find a banker who was as stupid as himself and might finance the project; and the farmer was not happy.

Moral of the story bidding and least cost planning does not work.

DOCUMENT : 860-256/017

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Solutions de rechange à la capacité de production des compagnies d'électricité

Paul Cavecchi
New Hampshire Independent Power
Producers Association

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

Il était une fois un fermier qui habitait une grande vallée qu'il partageait avec d'autres fermiers. Il y avait également un détaillant en alimentation qui détenait un monopole, prévu par la loi, de la vente de tomates aux personnes qui aimaient les tomates et qui en avaient besoin. Le détaillant faisait pousser ses propres tomates et les acheminait vers ses propres points de vente. Un jour, le roi Ferc décréta que le détaillant en alimentation devait se procurer ses tomates à des sources "externes", et le fermier était heureux.

Pour se faire, les amis du détaillant en alimentation mirent sur pied un mécanisme d'offres d'achat et de planification de moindre coût, et le détaillant lança un appel d'offres à tous les fermiers de la vallée. Le fermier était heureux.

L'appel d'offres exigeait que la ferme productrice des tomates devait avoir une superficie d'au moins 100 acres. Le fermier en possédait 120 et il était heureux. Cependant, le détaillant en alimentation n'acheterait pas de tomates d'une autre ferme que celle choisie.

L'appel d'offres précisait que 100 millions de tomates seraient achetées par année. Le fermier était heureux. Cependant, le détaillant en alimentation n'acheterait que cette quantité de tomates, ce qui interdisait tout profit d'amont pour le fermier.

L'appel d'offres précisait que le détaillant en alimentation n'accepterait des tomates qu'à certains moments de l'année, soit de décembre à juin de préférence, car il avait suffisamment de tomates pour lui suffire pour le reste de l'année. Le fermier était inquiet, mais il décida qu'il construirait à ses frais des serres dans lesquelles il traiterait, à l'aide d'un gaz, les tomates pour qu'elles mûrissent à n'importe quel moment de l'année. Le fermier était heureux.

L'appel d'offres exigeait que le fermier dépose un montant de dix cents par tomate pour une tranche de 10 000 000 $ par année avant de soumissionner. Le fermier emprunta la somme nécessaire et il n'était maintenant plus si heureux.

L'appel d'offres exigeait que le fermier fixe pour ses tomates un tarif forfaitaire annuel, pour chaque année de la période de vingt ans et sans clause d'indexation. Le fermier se rendit chez ses fournisseurs d'engrais, de combustible et de main-d'oeuvre et tenta de négocier un tarif annuel pour un approvisionnement permanent pendant vingt ans. Ils se moquèrent du fermier et celui-ci n'était plus si heureux.

L'appel d'offres exigeait que le fermier produise annuellement au moins 10 millions de tomates, sinon le détaillant pouvait résilier le contrat. Le fermier rendit visite à son courtier chez lequel il avait une assurance contre les pertes

d'exploitation. Le fermier n'était plus si heureux car la police ne prévoyait pas cette situation.

L'appel d'offres exigeait qu'au cas où les tomates n'étaient pas livrées, le détaillant en alimentation pouvait négocier une deuxième hypothèque pour la ferme. Le fermier n'était plus si heureux.

Le fermier prépara alors son offre de produire et de livrer des tomates. Puisqu'il n'y avait qu'un seul acheteur, la concurrence entre tous les fermiers était vive. Le fermier estimait que compte tenu de toutes les clauses que comportait l'appel d'offres, il était préférable d'investir ses modestes économies dans des bons du Trésor. Toutefois, le fermier était né pour cultiver la terre et il préférait se retrouver sans le sous plutôt que de ne pas cultiver une terre du tout. Il avait un plan d'exploitation. Désespéré, le fermier présenta une offre très basse et obtint le contrat. Le fermier n'était plus si heureux. Il croyait que les autres fermiers avaient peut-être gagné au change.

Le fermier rendit alors visite au détaillant en alimentation pour discuter des conditions du contrat. Le détaillant lui demanda comment il allait livrer les tomates au magasin. Le fermier prévoyait utiliser cinq de ses propres camions et d'emprunter la route régionale, également connue sous le nom de route 115 kVA.

Le détaillant utilisait cette route pour acheminer ses propres tomates vers les marchés. Comme il était en situation de monopole, la route lui appartenait. La route kVA était encombrée en raison du très très grand nombre de camions du détaillant qui l'empruntait constamment. Le détaillant en alimentation regarda le fermier dans le blanc des yeux et lui dit que cinq camions par jour causeraient des problèmes de circulation sur la route.

Les camions du fermier seraient la goutte qui allaient faire déborder le vase. En conséquence, l'appel d'offres devait comporter une clause selon laquelle le fermier devait, pour éviter tout encombrement de la route, absorber le coût de tous les travaux de réfection du tronçon de la route situé entre sa ferme et les points de vente. Le fermier n'était plus si heureux.

Cependant, fortement désireux de cultiver la terre, faisant litière de son bon sens, le fermier signa le contrat.

Le fermier quitta le détaillant pour tenter de trouver un banquier qui serait aussi stupide que lui et qui serait prêt à financer le projet. Le fermier n'était plus si heureux.

La morale de cette histoire est que les appels d'offres et la planification de moindre coût ne fonctionnent pas.

DOCUMENT : 860-256/018

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

L'électricité et l'environnement

Lawrence Zimmering
Vice-président régional
Lavalin, Nouvelle-Écosse

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

EXPOSÉ - L. ZIMMERING **Le 25 avril 1990**

Il est indubitable que les hommes politiques, le grand public et les hommes d'affaires ont accepté les principes du développement durable, c'est-à-dire un développement qui répond aux besoins présents de la population tout en ne mettant pas en péril l'aptitude des générations futures à répondre à leurs propres besoins.

Il convient de se poser la question importante qui suit : comment appliquer les principes du développement durable de manière à atteindre les objectifs de la société et à répondre aux besoins pratiques du milieu des affaires?

Il nous faut tout d'abord adopter une attitude positive.

La réalisation du développement durable ne suppose pas "l'absence d'un développement". Il y aura des changements et le

développement se poursuivra. La demande d'énergie ne sera pas touchée.

L'ampleur des projets sera mise en doute et ils devront tous être justifiés. Il est toutefois possible d'entreprendre des projets importants tout en respectant l'environnement. Par exemple, les hydrocarbures de la mer du Nord ont été exploités en perturbant le moins possible l'environnement et au profit non seulement des actionnaires de la compagnie, mais encore de la population des régions éloignées de l'Écosse et de la Norvège.

Deuxièmement, nous devons favoriser la participation du grand public.

Il incombe aux pouvoirs publics et aux entreprises de démontrer que les projets sont à la fois nécessaires et réalisables sans perturber l'environnement. Il faut également que le grand public y participe. Le grand public n'a jamais eu si peu confiance en

notre aptitude à relever le défi. Nous devons modifier cet état d'esprit.

On assiste à l'apparition d'une nouvelle pensée écologiste au sein des grandes entreprises. Elle fait appel non seulement à une collaboration et à des négociations entre le secteur privé et les pouvoirs publics, mais encore entre le secteur privé et les nombreux groupes d'intérêt public. Elle exige surtout la création d'un lien de confiance entre tous les intéressés.

Troisièmement, nous devons tous adopter des politiques et des stratégies qui protègent l'environnement.

Pour une entreprise de services publics, le choix d'une stratégie énergétique appropriée est un élément crucial de son existence. Son choix comporte une stratégie environnementale car, nous le savons, chaque source d'énergie comporte des coûts, des avantages et des risques. Ceux-ci doivent être exposés en détail et

communiqués au public. Je crois que tous les services publics respectent, en fait, beaucoup plus l'environnement que le public le croit et ce fait doit lui être communiqué en termes simples.

Quatrièmement, nous devons modifier nos lois et le processus d'examen en matière d'environnement.

Je crois que je ne risque rien en affirmant que des modifications profondes doivent être apportées à la législation en matière d'environnement. Au Canada, les décisions relatives au barrage Rafferty et à la rivière Old Man sont deux exemples de projets immobilisés par des litiges. Ces décisions ont placé le processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement sous le feu des projecteurs.

Nous avons besoin de règles mieux définies qui permettent à des projets acceptables d'être réalisés de manière opportune.

Puisque de plus en plus de projets seront examinés, nous devons établir un ensemble de priorités pour les domaines qui constituent des sources de préoccupation. Bien que nous aimerions que toutes les évaluations soient approfondies pour chaque projet, nous devons mettre au point un moyen efficace pour cerner les questions de façon à ce que les évaluations portent sur les projets cruciaux.

La consultation intensive serait peut-être une façon d'accorder très tôt une attention particulière aux questions cruciales. Aux États-Unis, peut-être encore plus qu'au Canada, la médiation et d'autres formes de négociation sont utilisées pour les aspects environnementaux de projets afin d'éviter des litiges et des procès onéreux. Des moyens semblables devraient être appliquées au Canada.

Enfin, sommes-nous prêts à payer?

À la question qui consiste à savoir si nous sommes prêts à payer pour protéger l'environnement, la réponse est un oui catégorique. À titre d'exemple, le plan préliminaire de lutte contre la pollution atmosphérique que signalait le Globe and Mail de lundi dernier. Les représentants de plus de 20 entreprises et groupes environnementaux ont convenu des grands traits d'un plan dont le coût annuel pour le secteur privé s'élèvera environ à 630 millions de dollars d'ici l'an 2005. Il ne s'agit que d'un exemple parmi tant d'autres d'initiatives quotidiennes.

En somme, une attitude positive, une plus grande participation du public, l'adoption de politiques environnementales par les entreprises, des modifications à nos lois et au processus d'examen en matière d'environnement et des investissements en vue d'atteindre des objectifs environnementaux, contribueront à appliquer les principes du développement durable de manière à

atteindre les objectifs de la société et à répondre aux besoins des milieux d'affaires.

DOCUMENT: 860-256/018

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Electricity and the Environment

Lawrence Zimmering
Regional Vice-President
Lavalin, Nova Scotia

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

It is clear that politicians, the public and business have accepted the concept of sustainable development. That is, development to meet the needs of the present generation without compromising the ability of future generations to meet their own needs.

An important question to ask is: How do we achieve sustainable development in a manner that fulfils the objectives of society and meets the practical requirements of business?

Firstly, we require a positive approach.

The attainment of sustainable development does not imply a "no development mode." There will be change; there will be development. There will be a continued demand for energy.

The scale of projects will be questioned, and all projects will have to be justified, but it is possible to undertake major projects in an environmentally acceptable manner. For example, The North Sea Hydrocarbon resource has been tapped with minimum environmental degradation and with benefit, not only to company shareholders, but also to the people in remote areas of Scotland and Norway.

Secondly, we must involve the public.

The responsibility to demonstrate that projects are both necessary and can be implemented without detriment to the environment falls to government, to business, and <u>must</u> involve a partnership with the public. Public confidence in our ability to deliver, however, is at an all time low. This must be changed.

A new culture of corporate environmentalism is required, and is emerging. It requires not only co-operation and bargaining between the private sector and government, but also between the private sector and the many public interest groups. Most important, it requires the creation of trust between all involved parties.

Thirdly, we must all adopt environmental policies and strategies.

For the utility company, choosing an appropriate energy strategy is central to its operation. The choice it makes implies its environmental strategy because, as we know, each energy source has its own costs, benefits and risks. These must be detailed and communicated to the public. I think all the utilities are, in fact, doing better environmentally than the public believes and this must be communicated to them in simple language.

Fourth, we must make changes to our legislation and the environmental review process.

I think it is safe to say that fundamental changes are required in our environmental legislation. In Canada, the Rafferty Dam and the Old Man River decisions are two examples of projects ground to a halt by litigation. These decisions have brought the Federal Environmental Assessment and Review Process into the spotlight.

What is required are clearer rules, and rules that allow acceptable projects to go forward in a timely manner.

Since more and more projects will be reviewed, we have to set priorities for areas of concern. While we would like all assessments to be comprehensive for each project, we need an effective means of scoping the issues, so the assessment focus can be on those which are critical.

A mechanism to achieve early focus on critical issues may be intensive consultation. In the U.S. perhaps more so than in Canada, mediation, and other forms of assisted negotiation are being applied to the environmental aspects of projects to avoid costly litigation and court action. Similar techniques must be sought and applied in Canada.

Finally, are we willing to pay?

On the question of whether we are willing to pay to protect the environment, the answer is clearly yes. One example is the preliminary plan to control urban smog which was discussed in the Globe and Mail this past Monday. Representatives of more than 20 industries and environmentalists agreed on the outline of a plan which will cost the private sector an estimated $630 million annually to the year 2005. This is but one example of many initiatives occurring every day.

In conclusion, a positive approach, more public involvement, the adoption of corporate environmental policies, changes to our legislation and to the environmental review process and investment to attain environmental objectives, will help to achieve sustainable development in a manner that fulfils the objectives of society and meets the requirements of business.

DOCUMENT : 860-256/019

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Réglementation de l'électricité

Bernard Tennenbaum
Directeur adjoint, Office of Economic Policy
Federal Energy Regulatory Commission

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

ACCÈS AUX LIGNES DE

TRANSMISSION, FUSIONS ET ÉTABLISSEMENT DES PRIX EN FONCTION DU MARCHÉ

ACCÈS AUX LIGNES DE TRANSMISSION

- Turlock & Modesto - terminé
- Services publics de l'Indiana
- Tarifs de transmission de la Wisconsin Power & Light - terminé
- Demande d'une ordonnance de déclaration des Services publics du Wisconsin
- Western Systems Power Pool
- Vermont Commission's Sec. 207 Filing

FUSIONS

- Utah P & L - Pacific P & L - terminé
- SoCal Edison - San Diego G & E
- Services publics du Nord-Est - Services publics du NH

PRODUCTEURS INDÉPENDANTS D'ÉLECTRICITÉ

- Ocean States - terminé
- Orange & Rockland - terminé
- Doswell - terminé
- Commonwealth Atlantic
- ENRON
- Dartmouth

PRODUCTEURS AFFILIÉS D'ÉLECTRICITÉ

- Ocean States - terminé
- Entergy Corp.

DISTRIBUTEURS AFFILIÉS ET NON AFFILIÉS

- Citizens - terminé
- Portland General Electric/Exchange

DOCUMENT: 860-256/019

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

Electricity Regulation

Bernard Tennenbaum
Deputy Director, Office of Economic Policy
Federal Energy Regulatory Commission

HALIFAX (Nova Scotia)
April 25-26, 1990

CASES INVOLVING

TRANSMISSION ACCESS, MERGERS AND MARKET-BASED PRICING

Transmission Access

- Turlock & Modesto - Completed
- Public Service of Indiana
- Wisconsin Power & Light's Transmission Tariff - Completed
- Wisconsin Utilities' Request for Declaratory Order
- Western Systems Power Pool
- Vermont Commission's Sec. 207 Filing

Mergers

- Utah P & L - Pacific P & L - Completed
- SoCal Edison - San Diego G & E
- Northeast Utilities - Public Service of NH

Independent Power Producers (IPPs)

- Ocean States - Completed
- Orange & Rockland - Completed
- Doswell - Completed
- Commonwealth Atlantic
- ENRON
- Dartmouth

Affiliated Power Producers (APPs)

- Ocean States - Completed
- Entergy Corp.

Affiliated and Non-Affiliated Marketers

- Citizens - Completed
- Portland General Electric/Exchange

9th NICE ENERGY ROUNDTABLE
NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

9e TABLE RONDE DU CINÉE
QUESTIONS RELATIVES À L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

HALIFAX, Nova Scotia
April 25-26, 1990

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS

LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS

DOCUMENT NO. NUMÉRO DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-256/001		Final Agenda Ordre du jour définitif
860-256/004	André Mercier	The Environment and Electric-Power Development in Québec André Mercier Vice-président de la planification du réseau Hydro-Québec L'Environnement et le développement électrique au Québec André Mercier Vice-président de la planification du réseau Hydro-Québec
860-256/005	Alexander N. Karas	Interprovincial Vs International Trade in Electricity Alexander N. Karas Director Electric Power Branch National Energy Board French copy available
860-256/006	Phillip C. Otness	Presentation on Regional Electricity Trade Phillip C. Otness Executive Director New England Power Pool
860-256/007	Wallace S. Read	Advancing the Electricity Option Wallace S. Read, President Canadian Electrical Association French copy available
860-256/008	R. Priddle	Electricity Regulation R. Priddle, Chairman National Energy Board French copy available
860-256/009	John P. Cagnetta	Alternatives to Utility Capacity John P. Cagnetta Senior Vice President Corporate Planning & Regulatory Relations Northeast Utilities

DOCUMENT NO. NUMÉRO DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-256/010	Nova Scotia	Opening Remarks by The Honourable John M. Buchanan
860-256/011	Geoffrey K. Mitchell	The Role for Non Utility Generators and Electric Utilities in New England and Eastern Canada Geoffrey K. Mitchell Consultant
860-256/012	Joseph P. Tomain	Electricity and the Environment Joseph P. Tomain University of Cincinnati College of Law
860-256/013	Dr. John A. Anderson	Electricity Regulation Dr. John A. Anderson Executive Director Electricity Consumers Resource Council Washington, D.C.
860-256/014	Shepard Buchanan	Electricity and the Environment Shepard Buchanan Bonneville Power Administration Oregon
860-256/015	Larry Lewis	Electricity - Fuel of the Future? (Slides) Larry Lewis, Program Manager Electric Power Research Institute Palo Alto, California
860-256/016	Peter G. Boucher	Electric Utility Issues at the State Regulation Level Peter G. Boucher, Chairperson Connecticut Department of Public Utility Control New Britain, Connecticut
860-256/017	Paul Cavecchi	Alternatives to Utility Capacity Paul Cavecchi New Hampshire Independent Producers Association
860-256/018	Lawrence Zimmering	Electricity and the Environment Lawrence Zimmering Regional Vice-President Lavalin, Nova Scotia
860-256/019	Bernard Tennenbaum	Electricity Regulation Bernard Tennenbaum Deputy Director Office of Economic Policy Federal Energy Regulatory Commission
860-256/021	Secretariat Secrétariat	List of Public Documents Liste des documents publics

DOCUMENT : 860-256/022

TRADUCTION DU SECRÉTARIAT

9e TABLE RONDE DU CINÉ
QUESTIONS RELATIVES A L'ÉLECTRICITÉ INTÉRESSANT LE NORD-EST

Rapport définitif sur la 9e table ronde du CINÉ

HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
Les 25 et 26 avril 1990

NORTHEAST ELECTRICITY ISSUES

FINAL REPORT

of the

9TH INTERNATIONAL ROUNDTABLE

Released June 1990

Table of Contents

THE CONFERENCE OF THE NEW ENGLAND GOVERNORS' AND THE EASTERN CANADIAN PREMIERS' NORTHEAST INTERNATIONAL COMMITTEE ON ENERGY

The Conference of the New England Governors and the Eastern Canadian Premiers was established in 1973, when its first Annual Conference was held in Prince Edward Island. The Governors of the six New England States - Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, Vermont - and the Premiers of the five Eastern Canadian Provinces - New Brunswick, Newfoundland, Nova Scotia, Prince Edward Island, Quebec - have been meeting since that time. These meetings have contributed to the development of economic and cultural ties, and have dealt with such issues as energy, agriculture, transportation, tourism, economic development, and the environment.

The Northeast International Committee on Energy (NICE) is comprised of senior energy officials from the eleven jurisdictions. It was established by the Governors and Premiers in 1978 as a mechanism for the exchange of information and joint action in energy matters.

Previous roundtables have examined such issues as natural gas, petroleum, energy trade, energy security and the environment.

Northeast Electricity Issues

Electricity appears to be the fuel of choice in Northeastern North America as we move into the 1990's. Fueled by growing economies, demand will translate into massive requirements for new generating capacity. Inevitably, questions will arise on such topics as generation choices, facility siting appropriate technologies, industry regulation and environmental impacts. For example, how do regulators interest utilities in pursuing demand side management and energy efficiency programs? Which measures offer the most potential? Can regional cooperation in electricity planning offset perceived over-reliance on Canadian exports by the New England States? Should regulation in one jurisdiction consider environmental impacts outside the jurisdiction of the regulatory authority? How can transmission planning and access be improved?

The pressing need for answers to questions such as these provided the impetus for the Conference of the New england Governors and the East Coast Premiers to convene a Roundtable on Northeast Electricity Issues.

Premier John M. Buchanan hosted this event, the 9th International Roundtable, in Halifax, Nova Scotia from April 24-26, 1990. He was joined by governor William A. O'Neill of Connecticut who provided the luncheon address on April 25. Approximately 180 participants debated electricity issues in five separate sessions as follows:

April 24,	Session 1:	Electricity - Fuel of the Future?
	Session 2:	Alternatives to Utility Capacity
	Session 3:	Electricity and the Environment
	Session 4:	Regional Electricity Trade
April 25,	Session 5:	Electricity Regulation

The participants were addressed by seven speakers and thirteen panellists. A summary of the discussions follows.

9th ROUNDTABLE PROGRAM

Introduction and welcoming remarks

Premier John M. Buchanan - Nova Scotia
Governor William A. O'Neill - Connecticut

Session 1 - Electricity - Fuel of the Future

a discussion of existing and emerging generation, transmission and consumption technologies and their impact on future supply and demand for electricity

Session Chair: Mr. P. Carey Ryan,
Assistant Deputy Minister, Energy,
Nova Scotia Department of Mines and Energy

Speakers: Mr. Wallace Read, President, Canadian Electrical Association, Québec

Mr. Larry Lewis, Program Manager, Electric Power Research Institute, California

Session 2 - Alternatives to Utility Capacity

a look at the merits and disadvantages of various alternatives to new base load utility capacity

Session Chair: Mr. Joseph Belanger,
Director, Energy Division, Office of Policy and Energy Division, Connecticut

Speakers: Mr. Geoffrey K. Mitchell,
Consultant, Massachusetts

Mr. John Cagnetta,
Vice-President, Corporate Planning and Regulatory Relations, Northeast Utilities, Connecticut

Panelists: Mr. Terrance F. MacDonald,
Vice-President, Planning and Environment,
Nova Scotia Power Corporation

Mr. Paul Cavicchi,
President, New Hampshire Independent
Power Producers Association

Session 3 - Electricity and the Environment

a panel discussion of the environmental implications of expanding electricity generation, transmission and consumption

Session Chair: Mr. Jonathan Osgood,
Director, Governor's Energy Office,
New Hampshire

Panelists: Mr. Joseph Tomain,
College of Law, University of Cincinnati,
Ohio

M. André Mercier,
Vice-président de la Planification du réseau,
Hydro Québec, Québec

Mr. Dwain Spencer,
Vice - President, Office of Corporate and Business Development,
Electric Power Research Institute, California

Mr. Shepard Buchanan,
Bonneville Power Administration, Oregon

Mr. Lawrence Zimmering,
Regional Vice-President, Lavalin Inc.,
Nova Scotia

Session 4 - Regional Electricity Trade

a discussion of the present and future role of electricity trade between Eastern Canada and the Northeast United States

Session Chair: Mr. Donald E. Barnett,
Director, Energy Branch,
New Brunswick Department of Natural Resources and Energy

Speakers: Mr. A. James Lee,
Planning Economist, Maine State Planning Office

Mr. Alex N. Karas,
Director, Electric Power Branch
National Energy Board, Ontario

Mr. Phillip Otness,
Executive Director, New England Power Pool
Massachusetts

Session 5 - Electricity Regulation

a panel discussion of the appropriate role of electricity regulation at the federal, provincial and state level

Session Chair: M. Claude Desjarlais,
Directeur, Direction des politiques
Secteur Énergie
Ministère de l'Énergie et des Ressources
Québec

Moderator: Mr. Bradford S. Chase,
Undersecretary, Energy Division,
Connecticut Office of Policy and Management

Panelists: Mr. Bernard Tennenbaum,
Deputy Director, Office of Economic Policy,
Federal Energy Regulatory Commission.
Washington, D.C.

Mr. Roland Priddle,
Chairman, National Energy Board,
Ontario

Mr. Peter Boucher,
Chairman,
Department of Public Utilities Control,
Connecticut

Mr. John Anderson,
Executive Director,
Electricity Consumers Resource Council,
Washington, D.C.

Mr. Gerald R. Browne,
Director of External Coordination,
New England Power Pool, Massachusetts

Mr. Terrence Thompson,
Director of Long Term External Marketing and
Nuclear Affairs,
New Brunswick Electric Power Commission

Account of the Roundtable

The 9th Energy Roundtable, sponsored by the Northeast International Committee on Energy, was held in Halifax, Nova Scotia from April 24 - 26, 1990. This event, entitled "Northeast Electricity Issues" attracted approximately 200 delegates and speakers from across North America.

After welcoming remarks by Premier, John M. Buchanan of Nova Scotia, and Governor William O'Neill of Connecticut, the first session assessed the technical aspects of electricity generation, transmission and consumption. It was followed with a discussion of alternatives to utility capacity (session 2). Governor O'Neill provided a wide-ranging luncheon address on the benefits of regional cooperation between Eastern Canada and the New England states. The afternoon sessions centred on electricity and the environment (session 3) and regional electricity trade (session 4). Proceedings concluded the next day with a general discussion on electricity regulation (session 5).

SESSION 1: Electricity - Fuel of the Future

P. Carey Ryan, Assistant Deputy Minister, Energy, Department of Mines and Energy, Nova Scotia began the first session by introducing each of the two speakers: Wallace Read, President, Canadian Electrical Association, Montreal, Québec; and, Larry Lewis, Program Manager, Customer Services Division, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California.

Wallace Read began his presentation by outlining a number of realities that business, including utilities, will have to meet in the 90's. Change is occurring more rapidly than ever and is making forecasting that much more difficult. In addition, the customer is becoming more knowledgeable and demanding, thus business will survive only if it responds to their expectations. For the electric utilities this means providing electricity in a convenient, safe, reliable and environmentally acceptable form at a reasonable price.

Utilities should be able to accommodate customers' needs in a sensible and orderly manner. The reality is however, that the job has been bungled and utilities, particularly in the northeast U.S., will be unable to meet customers' electricity needs by 1992.

Electricity will be the fuel of choice by a growing number of people due to its flexibility and because it is environmentally benign at the point of use. In order to meet the growing needs of the customer, five issues will have to be addressed: 1) demand side management (DSM) will have to be understood and adopted by customers; 2) utilities will have to move quickly to expand generation and distribution facilities to ensure adequacy of supply; 3) customers' expectations and needs are redefining what constitutes an acceptable quality of service; 4) preserving the

environment in the face of population and economic growth is a top priority; and, 5) Innovation or the introduction of new technologies is the key to meeting the four challenges outlined above.

Barring a technological revolution, North Americans will be as dependent on hydraulic, nuclear and fossil fuel in 2005 as we are today for the generation of electricity. Thus major efforts must be made to develop clean coal and fossil fuel combustion. As well, environmental factors are likely to result in an increased acceptance of nuclear power in Canada and the U.S.

There is the possibility of a revolutionary breakthrough in energy in any number of fields including fusion power, superconductivity, energy storage, electric vehicles and hydrogen fuel. But public opinion, public policy and regulatory regimes are not keeping pace with developments in technology. This is a serious failing and must be corrected if we are to maintain our technological edge. New and innovative solutions must be developed to meet these challenges as the watch word of the 90's will be "innovate or perish".

Larry Lewis sounded a cautiously optimistic note by stating that a number of obstacles lie in the way of meeting our electricity needs but these can be overcome. U.S. energy use will grow by just over 1.0 per cent annually to 2015. Despite the fact that energy use in the home and workplace will decrease due to greater efficiencies, electricity will capture a growing share of the market largely through the use of new technologies that rely on electricity. Its share will grow by almost 25 per cent to over one fifth of the total energy pie between 1987 and 2015.

Trends indicate that energy use in the home will decrease through the absorption of more efficient appliances, but greater use of new technologies such as computers will increase electricity's share. The commercial sector will be much the same. Transportation will offer the fastest growing sector for electricity consumption as it will continue to attract a growing portion of U.S. personal expenditure. As well, the probable introduction of electrically powered automobiles will have a major impact. The industrial sector offers another opportunity for growth with the introduction of new electrotechnologies and power electronics.

To meet this growing market share, non-utility generation (NUG) and cogeneration will each play greater roles in the generation of electricity in the future. Non-utility generation will more than double in output over the next ten years and small cogeneration facilities will grow at an even faster pace, although from a lower base. This trend will create a challenge for the utility sector as it will continue to witness diminishing load factor. But this

can be overcome somewhat through aggressive demand side management programs which will level out some of the peaks and valleys.

Session 1 Question Period: Mr. Read was asked whether he could be more specific about his prediction of an electricity shortage in 1992 to which he responded that we have used band-aid solutions to meet recent requirements and we are considerably underestimating load growth. Thus, there will be a crunch by 1992, particularly in New England and customers will be inconvenienced.

SESSION 2: Alternatives To Utility Capacity

Joseph Belanger, Director, Energy Division, Office of Policy and Management, Hartford, Connecticut introduced each of the two speakers and two panellists who participated in this session: Geoffrey Mitchell, Consultant, Massachusetts; John Cagnetta, Senior Vice President, Corporate Planning & Regulatory Relations, Northeast Utilities, Hartford, Connecticut; Terrance MacDonald, Vice President, Planning and Environment, Nova Scotia Power Corporation, Halifax, Nova Scotia; and Paul Cavicchi, President, New Hampshire Independent Power Producers Association, Ashland, New Hampshire.

The first speaker, **Geoffrey Mitchell**, focused his presentation on the role of small power producers, non-utility generators and utilities in meeting long term electricity needs in the northeast market. For eastern Canada, the projected capacity growth is 18,000 MW to the year 2005 most of which is hydro-electric additions in Québec and Newfoundland. This growth provides for a surplus capacity to serve the projected load including firm exports while maintaining a reserve margin of 10 to 20 percent.

In the northeast U.S. the projected net capacity growth is only 300 MW, while the demand growth to the year 2005 is projected to be 6,600 MW. It is doubtful that any combination of NUG and utility sponsored projects could make up the projected capacity shortfall by 2005 due to the lead time required to put such new facilities in place. In the forecast, there are no sizable NUG projects identified for completion in the 1996-2005 time-frame. The lack of NUGs in the later years of the forecast suggests that the construction of non-utility generation is "peaking-out".

Mr. Mitchell summarized his remarks as follows:

- A weighting to the side of utility sponsored projects appears to achieve better results than non-utility generation, conservation, and/or load management in maintaining a surplus generating capacity to meet forecast demand.
- Significant increases in the inter- and intra-regional transmission capacity may prove to be a "least cost"

alternative and an environmentally acceptable option to ensure adequate electricity supply.

- Non-utility generators alone cannot be relied upon to meet all the incremental capacity needs.
- Reliability is an important issue in New England and surplus generating and electric transmission capacity is required to maintain system reliability.
- The most important feature needed to develop co-operation between utilities and non-utility generators is even-handed, consistent and long term regulatory policies for development of new generating sources.

John Cagnetta discussed the issues surrounding the role of demand side management, the nature of the conservation and load management programs instituted by Northeast Utilities (NU) and the lessons learned in designing and implementing such programs. He began his presentation by providing background information on Northeast Utilities.

Load management programs have reduced NU's peak demand by 240 MW. In the six state Northeast region, load management could contribute the equivalent to 2,700 MW of electricity to the year 2000. NU has in support of its programs undertaken customer surveys, load research and research and development work on end-use technologies. In order to improve the implementation of conservation initiatives, NU segmented its customer market, developed programs which met the special needs of each customer group and identified the barriers to program implementation. A successful marketing effort in promoting conservation and load management is key to their effectiveness and requires a balance of an enthusiastic and highly motivated program delivery team and a sufficient level of incentive payments to reduce the simple payback to the 2-3 year range for most customers.

The cost of demand side management initiatives is not insignificant. The levelized costs of NU's programs range from 2 to 9 cents per kilowatt-hour. These costs reflect not only the technology costs but also other implementation costs such as market research analysis and sales efforts. However, when evaluated using other economic analysis methods such as benefit/cost analysis, revenue-requirement difference and customer rate and bill impacts, demand side programs compare very well against supply-side options. In conclusion, Mr. Cagnetta stressed the importance of building in conservation and load management programs in utility electricity capacity planning.

Terrance MacDonald, the first panellist, felt that due to the many differences between New England's utilities and the Nova Scotia Power Corporation (NSPC), a generation strategy generally appropriate for one jurisdiction cannot be specifically applied to another unique power system. The differences which affect the applicability of a particular generation strategy are the

regulatory framework, customer characteristics (load patterns), the avoided costs related to generation alternatives and the criterion used to evaluate alternatives.

NSPC has recently embarked on a major demand side management program evaluation and selection effort. Ten out of sixteen initial program options have passed preliminary screening tests and will be further evaluated in preparation for a submission to the Public Utilities Board (PUB) within the next few months. These options include interruptible load, high efficiency motors, and variable speed drives.

In terms of non-utility generation, NSPC has approximately 70 MW connected to the system currently, including 6 MW of hydro and small wind capacity, 54 MW of steam cogeneration and a few gas turbine backup units. NSPC has drafted a new policy for the appropriate pricing and criteria for purchase of independent power which will be subjected to hearings by the PUB in June. The purchase price proposed will be based on the avoided cost of system expansion and the "proxy unit" method.

Paul Cavicchi's presentation humorously identified many of the barriers to successful participation in electricity markets by non-utility generators in the eastern United States. In New England the opportunity for NUG power is drying up. The barriers to increased participation of NUGs lie primarily in the regulatory arena, in particular the requirements of least cost planning and bidding for power sales.

Minimum capacity requirements and maximum purchase limits constrain the ability of independent producers to maximize profits from their system. Bidding fees and restrictive limits on the time of purchase from the independent producer, serve to increase production costs. Flat annual price requirements for producers over long term supply contracts, cancellation clauses, and failure-to-supply penalties further disadvantage independent producers.

The lack of alternative markets for independently produced power, in combination with supply competition can lead to artificially low price bids. The need to use utility owned transmission lines, which may already be near capacity, to transport the electricity and the requirement that independent producers bear the cost of upgrading such lines, drives the supply costs even higher. The cost of production and transmission for an independent facility may make the financing of such operations impossible. Mr. Cavicchi concluded that the bidding and least cost planning approach to building utility generation capacity does not work.

<u>Session 2 Question Period:</u> With regard to the appropriateness of the bidding system, Geoffrey Mitchell stated that he considers the bidding system too cumbersome and that it eliminates any opportunity for reasonable return on projects; the process should

be stopped and reviewed. Paul Cavicchi followed up Mr. Mitchell's response by saying that utilities have to priorize the types of projects they want, considering locations, fuels and environmental impacts. These criteria have to drive the selection process, not the price. John Cagnetta remarked that the selection and bidding process used was derived through an evolutionary process and has become too cumbersome. Some of the terms and conditions will have to be considered negotiable. Also, a better perspective on who bears what risk, and more equitable sharing of risk within long term contracts is needed.

In response to a question on the incorporation of demand side management cost in rates, John Cagnetta suggested that current costs can be included through an adjustment charge to reduce the lag between expenditures and cost recovery, incentives to boost utility performance, and inclusion in the rates of the additional costs related to reduced demand, such as abandoned transmission.

Terrance MacDonald commented that the choice of a 30 MW ceiling on the purchase of power from non-utility generators in Nova Scotia was based on the percentage of utility capacity Alberta uses to establish their ceiling on the purchase of non-utility power generation. A kilowatt hour rate for producers was chosen based on an 80% capacity factor which would give producers who generated at that level a reasonable rate of return. NSPC has not applied for a ruling on the use of demand side subsidies for promoting energy efficiency but is evaluating that approach.

SESSION 3: Electricity and the Environment

Jonathan Osgood, Director, Governor's Energy Office, Concord, New Hampshire, introduced the five panellists: Lawrence Zimmering, Regional Vice-President, Lavalin, Halifax, Nova Scotia; André Mercier, Vice-président de la Planification du réseau, Hydro-Québec, Montreal, Québec; Shepard Buchanan, Bonneville Power Administration, Portland, Oregon; Dwain Spencer, Vice-President, Office of Corporate and Business Development, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California; and Joseph Tomain, College of Law, University of Cincinnati, Cincinnati, Ohio.

Lawrence Zimmering addressed the question of how we can achieve sustainable development while fulfilling the objectives of society and meeting the requirements of industry. Development and the demand for energy will continue but projects will have to be undertaken in an environmentally acceptable manner. If sustainable development is to take place, government and private industry must build public trust into their decisions and ability to implement development responsibly. This can only be done through direct consultation and negotiation with the public.

The choices a utility makes in creating an energy strategy imply an associated environmental strategy. The costs, benefits and risks of options considered must be communicated to the public as part of the decision-making process. Clear environmental policies must be adopted. Environmental legislation needs to change to ensure that requirements are clear, allow for timely development, and include mechanisms for identifying and focusing assessments on our key areas of concern. We also must be willing to pay for improved environmental quality to attain environmental objectives.

André Mercier described Hydro-Québec's perspective and initiatives related to the challenge of energy development and environmental protection. Energy is key to economic growth and economic growth cannot occur without preservation of our environment. Hydro-Québec is faced with the opportunity to develop its immense hydroelectric potential (equivalent to 50,000 MW) in a sustainable way.

For sustainable development to be possible, environmental protection and enhancement must become an integral part of company planning and development strategies. Hydro-Québec is promoting energy conservation independently of the rate of load growth with an objective of saving 19 terawatt hours (tWh) of energy annually by 1999. It is also carrying out an evaluation of cumulative environmental effects of future installations. The results of this study are that the effects of the 19,000 MW of economically feasible hydro-electric potential will not be major. Problems such as habitat destruction and elevated mercury levels in reservoirs can be managed. However, the social impacts such changes create must also be recognized.

Electricity exports provide an invaluable economic opportunity for Québec. The development of new hydro sites for electricity export will not necessarily increase the overall environmental impacts of economic development, particularly if considered from a global perspective, since these exports displace power generation needs in other jurisdictions which may have been met by less environmentally acceptable methods. The future challenge for Hydro-Québec, companies, governments and citizens is to continue to develop our resources within environmental limits.

Shepard Buchanan examined an economic approach to incorporating environmental costs and effects into utility resource planning. Least cost planning is used in more than half the states. It includes consideration of environmental costs and implications for energy resource selection. What is an environmental cost? - the amount which society would be willing to pay to avoid the environmental effects. The reason for undertaking an economic analysis is that there are real economic costs associated with environmental damage. An economic analysis is a tangible assessment of impacts which can be confirmed, and it provides information which is useful

to decision-makers. The addition of environmental costs can alter the outcome of a comparison between different resource options.

The "Environmental Costing Methodology" allows for the measurement of the type of change in environment, its distribution, the environmental response, and subsequently the cost of such change. Uncertainty is often cited as the reason for not conducting an economic assessment. However, in reality the greatest uncertainty in undertaking this approach lies on the physical measurement side not on the valuation side. There are four possible outcomes of the valuation process: price effects, priceable effects, quantifiable effects and non-quantifiable effects. Significant issues in valuation are: perspective (who's cost), external/internal costs (what costs), willingness to pay or be compensated and consideration of non-price effects.

Dwain Spencer discussed two major issues that relate to the environment versus energy issue. The first is the pending acid rain legislation in the United States, its implications for electric utilities, and alternate strategies for dealing with acid rain considered by Electric Power Research Institute (EPRI). The second is the carbon dioxide issue, its implications for developed as well as developing countries, and EPRI's assessment of the limits of our understanding of this complex situation.

We need to reduce acid rain emissions, but the question is how rapidly we have to do so in order to avoid environmental impacts. Perhaps a 35 year time frame is more appropriate than the 10 year time frame suggested in the pending legislation. A replacement strategy (ie. replacing existing combustion systems with clean coal technology) for addressing the problems of burning coal versus a retrofit strategy (ie. installing scrubbers) would save the industry considerable money, address the carbon dioxide (CO_2) problem, reduce solid waste and reduce overall coal consumption, but can only be accomplished over a time frame longer than 10 years.

The ocean plays an important part in absorbing atmospheric carbon but its exact role is poorly understood. Deforestation is a major contributor of CO_2 and may equal that contributed by fossil fuels. The problem is complex - we don't know precisely what amount of CO_2 we are putting into the atmosphere and we don't understand the interaction with the ocean system. One of the basic limitations of our current atmospheric modelling technology in assessing CO_2 impacts is spatial resolution. As the spatial resolution of our models is improved, the conclusions reached relative to the impacts of CO_2 will differ from those in the past. However, there are a number of other limitations of our models that also affect our ability to determine impacts. Nevertheless, if one thing stands out clearly, it is that efficiency improvement is critical to electricity production through to utilization.

Joseph Tomain discussed the dichotomy between "electricity production" and "environment protection/preservation", and the evolving process of merging the two concepts. The dominant vision for electricity policy in developed countries generally, and in the United States in particular, is represented by existing policies, existing government regulation and current programming which are entrenched because of long-term investment in utility infrastructure and institutional design. The environmental perspective, in the extreme, presents an alternative energy future based on an ethic of stewardship and environmental sensitivity, includes conservation and increased energy efficiency and chooses energy alternatives (to fossil fuels and nuclear) as the primary ingredients in the energy mix.

Our future energy policies should not be limited to either of these two perspectives. The two visions are incompatible because they represent strikingly different versions of an energy future and are expressed in different languages. Energy law and policy are based on the microeconomic model where supply, demand and price drive policy formulation. Environmental law and policy resisted the economic approach and relied on the "softer" variables such as equity, safety, preservation and conservation which are not typically quantifiable.

Changes in economic conditions and environmental awareness require that these two perspectives come closer together. Energy policy-makers must anticipate the long-term environmental and social costs associated with energy supply and use and environmental policy-makers must recognize the short and medium-term energy needs of active and productive economies. The sustainable development model integrates these two perspectives. An important question which arises from this new model is whether the choice of a new energy/environmental vision necessitates a change in our lifestyle. A transition from the traditional model to the sustainable development model will require government involvement, reliable forecasting and certain risk taking.

<u>Session 3 Question Period:</u> Lawrence Zimmering agreed that environmental review processes should be implemented at the policy review stage rather than at the project stage so that we can go ahead with the implementation of projects in an efficient manner. In response to a question about the perceived reluctance of Hydro-Québec to submit projects to the Federal Environmental Assessment Review Process, André Mercier stated that the reason is to avoid duplication of process not to avoid the environmental review process itself. Hydro-Québec believes that the cumulative environmental impacts must be considered and in particular the socio-economic impacts have to be assessed through such a process. Shepard Buchanan added that public involvement is essential for environmental review processes to be successful since it improves the "science" used in the assessment and goes some way to reaching

consensus on a project. Mr. Buchanan was asked about non-priceable effects, to which he responded that there is a great deal of uncertainty involved in attempting to assign a value to changes in resources for which there is no exchange or market, even though there is an economic value associated with the affected resource. Nevertheless, we should push the explicit evaluation of environmental changes as far as we reasonably can.

SESSION 4: Regional Electricity Trade

Donald E. Barnett, Director, Energy Branch, New Brunswick Department of Natural Resources, Fredericton, New Brunswick, introduced each of the three speakers in this session: James Lee, Economist, Maine State Planning Office, Augusta, Maine; Alex Karas, Director, Electric Power Branch, National Energy Board, Ottawa, Ontario; and, Phillip Otness, Executive Director, New England Power Pool, West Springfield, Massachusetts.

James Lee stated that the recent Maine Public Utilities Commission (PUC) rejection of the Hydro-Québec - Central Maine Power (CMP) export contract was due to failure to show that the deal was superior to any indigenous alternatives such as conservation and cogeneration. The way for purchases of Canadian power is no longer as clear as it once was.

The ruling has reinforced the Energy Policy Act of 1987 which promotes these indigenous alternatives. But policy makers are just now grappling with issues such as the potential for energy conservation and load management as well as additional biomass power that can be produced within the State.

The ruling also signalled the emergence of environmental externalities as a matter of considerable relevance in the State. Numerous issues in this regard must be dealt with before any new purchases will be approved.

Another question gaining wider attention is whether a utility should own or lease new generation. It may be more expensive for the State to buy power from Canada over 20 years than build a biomass or clean coal plant which will last 50-70 years. He asked whether Hydro-Québec would allow CMP to participate in developing its new hydroelectric capacity.

It will take time for this and other questions to be answered and for a meaningful consensus to form on each one of these issues. While it may be frustrating to potential exporters, the decisions being made now will have ramifications that could last a lifetime.

On the positive side many issues that used to cloud such purchases, such as security of supply and the export of jobs from Maine to Canada, are no longer relevant. They have been replaced by the

issues outlined above. Our concentration should now be focused on these questions.

Alex Karas began by outlining the extent of trade between New England and Canada. New England imports six per cent of its electricity requirements primarily from New Brunswick Power, Hydro-Québec and Ontario Hydro. Although imports have shrunk somewhat of late, this is largely due to recent low water levels. Canadian exports are forecast to rise to about 10 TWh per year by 1995.

The National Energy Board Act has recently been amended in order to streamline regulatory procedures and end duplication with the provinces. From now on, routine export proposals will be granted permits without public hearings while special cases designated by the Governor in Council will be subject to a full review including hearings.

He moved on to discuss the relative levels of interprovincial and international electricity trade. Canadian utilities trade approximately five per cent of their generation among themselves while in the U.S. the rate is a much higher thirty per cent. Canada exports about ten per cent of its power. Conversely the U.S. imports one to two per cent of its electrical requirements.

The last topic discussed involved initiatives that would be taken by the Canadian Government to encourage interprovincial trade beyond the current five per cent level. The Government has asked the National Energy Board (the Board) to pursue two specific policy areas: measures to encourage greater cooperation between utilities in systems planning and development; and, means to enable wheeling of electricity through intervening provinces. The first issue is to be addressed through an internal staff report while the second will be studied by consultants to the Board.

The benefits that will accrue from increased inter-utility trade and cooperation include increased economic efficiency, improved flexibility and security of supply and environmental improvements. The Board recognizes that a number of constraints lie in the path of further progress. However, opportunities and advantages of increased trade and cooperation would benefit each province of Canada.

Phillip Otness based his presentation on the recently released Capacity Energy Loads and Transmission (CELT) report which forecasts the New England Power Pool (NEPOOL) electricity demand and supply situation to 2005. Load growth on the system is expected to grow by 2.1 per cent over the forecast period. A 20 to 26 per cent capacity reserve is desired but at this point in time it appears that NEPOOL will fall short of this target for much of the period.

Demand has consistently surpassed prior year's seasonal peaks since the mid-80s, and recently NEPOOL was unable to serve total demand. Generation capacity has grown by one-third since the early eighties with much of this generation coming from oil and gas.

The NEPOOL system should comfortably meet load growth through 1994 as it is hoped that demand side management, purchases from Hydro-Québec and NUG will offset the expected growth. However, from about 1994 on, new capacity will be required, in the order of 3000 MW by 2000 and 7,700 MW by 2005. These requirements are in addition to the downward load adjustment resulting from demand side management measures (expected to reach 3,375 MW by 2005). Transmission bottlenecks create the most immediate concerns as the system is currently at capacity.

An increasing role will be played by NUGS within the region. At present much of their capacity has been provided by hydro and refuse but in the future most new growth in private generation will come from natural gas.

Finally, NEPOOL sold almost as much power as it purchased from neighbouring utilities during the past year. Most of these sales were on an economy basis.

SESSION 5: Electricity Regulation

Claude Desjarlais, Directeur, Direction des politiques, Secteur Énergie, Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, as chair for Session 5, provided the introductory remarks and introduced the six speakers: Bernard Tennenbaum, Deputy Director, Office of Economic Policy, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D.C.; Roland Priddle, Chairman, National Energy Board, Ottawa, Ontario; Peter Boucher, Chairman, Department of Public Utilities Control, New Britain, Connecticut; Dr. John Anderson, Executive Director, Electricity Consumers Resource Council, Washington, D.C.; Gerald Browne, Director of External Coordination, New England Power Pool, Westboro, Massachusetts; and Terrence Thompson, Director of Long Term External Marketing and Nuclear Affairs, New Brunswick Electric Power Corporation, Fredericton, New Brunswick. **Bradford Chase**, Undersecretary, Energy Division, Office of Policy and Management, Hartford, Connecticut, moderated the session and presided over the question period.

Bernard Tennenbaum began by describing some of the present regulatory policies of the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) and discussed some of the key cases pending before FERC and the issues they raise. Recently, the regulatory focus within FERC has shifted away from generic rules to making decisions on a case by case basis. The pending cases introduce the issues of

transmission access, independent power producer mergers and affiliated power production.

The transmission access cases touch on questions surrounding the amount and openness of transmission access that is being offered by utilities and the trading of this access provision for other concessions from FERC. Mergers also bring out the question of transmission access as part of the conditions of approval for the merger. Independent power producers (IPPS, power producers who are seeking market based regulation not cost of service regulation and who are not qualifying facilities under the Public Utilities Regulatory Policies Act, PURPA) have begun to file for approval with FERC and are reaching the market through different procurement procedures, i.e. negotiation and the bidding process. The approval of one or more of these IPPS will establish FERC's policy related to procurement mechanisms.

Affiliated or non-affiliated power marketers basically put together deals between utilities which are a power seller and a purchaser. They have requested very light regulation of the price they can charge. FERC is trying to determine whether such operations contain elements of undue preference.

Roland Priddle explained the general responsibilities of the National Energy Board (NEB). Important amendments to the NEB Act have been approved and will soon come into force. The amendments implement the 1988 policy on electricity exports, modernize the act and bring environmental concerns into the regulatory process. They streamline the Board's export regulation to complement provincial processes while maintaining the Board's ability to implement its powers when required.

The NEB will receive export and construction applications, publish the proposals, screen them, and either give permit approval or recommend that a public hearing be carried out. The Board may deny the application or recommend a license or certificate as appropriate. The detailed routing of authorized international power lines which do not cross another province will be left to provincial regulatory processes. There is no federal regulation of wheeling, although the NEB has identified measures which could improve interprovincial cooperation in this regard. Studies of the measures being considered will be carried out.

Peter Boucher outlined one of the most important regulatory issues facing electric utilities today - how to maintain adequate and reliable electric service. However, this cannot be accomplished without joint and collective efforts among all jurisdictions within the region. New England has become vulnerable to electric service problems including voltage reductions, public appeals, and possible rolling blackouts. The resolution of these problems will require the cooperation of multiple interests in a regional context:

utilities, Canadian power suppliers, private power producers, federal and state regulators, large consumers, and the general public. It will also require better coordination of planning and regulatory processes.

An audit of NEPOOL recommended a number of changes be made. It recommended that demand and supply planning include evaluation of risks and strategic options, and that the penalties for surplus deficient utilities be increased to at least equal the cost of new capacity. Also, the least cost planning process must include systematic consideration of environmental externalities and a discussion of specific methods for doing so is taking place. In the future, extra-jurisdictional environmental impacts of energy projects will likely occupy an even higher level of attention in system planning.

We also need to consider, in relation to least cost planning, the competitive bidding process for new capacity. Transmission policy is another key regulatory aspect, but one where there is little agreement. Conservation and load management must be pursued aggressively. It must also be kept in mind that utilities continue to bear the ultimate responsibility for meeting customer needs and that there should be no need for incentives to ensure that such responsibility is met. The decisions we make toward meeting such needs must reflect public consensus on acceptable economic costs, service reliability, environmental impacts and equitable sharing of benefits, risks and responsibilities.

John Anderson added the consumers perspective to the regulatory debate as his organization - Electricity Consumers Resource Council (ELCON) - represents firms which consume five per cent of the United States' electricity. He addressed three issues: adequacy and reliability; efficiency; and, environmental quality.

In his opinion there is adequate capacity to meet U.S. electricity needs through 1998 although new capacity will eventually be required. In those regions where planning for additional capacity is taking place, he supports competitive bidding for new capacity and the entry of non-utility generation where this is currently restricted. These changes will promote competition in the industry.

Competition will lead to increased efficiency. Competition in the wholesale bulk power market can be enhanced through guaranteed access to transmission ie. wheeling, and expediting the siting and construction of new transmission facilities. In the retail markets, competition will improve if least cost planning, correct price signals, information programs and other demand side management programs are employed.

ELCON member firms are supporters of improved environmental quality. They are concerned about inconsistencies between the

U.S.'s energy and environmental policies. The council believes that no conflict need arise between policies that promote adequate energy supplies and a clean environment. Federal proposals to fight acid rain have gone too far, particularly those dealing with clean coal technologies, as the costs of compliance may outweigh the benefits. Instead, they support the incorporation of a market-based approach such as emissions trading in the pending acid rain legislation. Properly designed, implemented and administered, emissions trading is preferable to traditional "command and control" regulatory approaches.

Terrence Thompson provided the viewpoint of an exporting utility. He stated that while New Brunswick had limited resources from which to generate electricity it had certain geographical advantages which allowed it to be a significant player in Northeast electricity trade. In fact its 2,300 MW of interconnection with other jurisdictions makes it the most interconnected province in Canada. The utility is planning to add another 600 MW of interconnecting capacity in the near future (Belledune and Lepreau) and a new tie with New England.

Amendments to the National Energy Board Act spoken of earlier are a step in the right direction. However, he has concerns with the Governor in Council's role in the regulatory process and the vagueness of the environmental sections. He feels that provincial standards should be used in defining emission levels.

Federal initiatives to encourage utility cooperation and wheeling rights are again positive although they should not be legislated at the federal level. These too are provincial matters.

In the U.S, regulatory authority over environmental issues at least, has become so fragmented that considerable uncertainty and delay has been created for exporters who wish to sell into New England.

With regard to externalities, the U.S. should be satisfied that Canada has strict environmental standards in place to oversee projects destined for export to the U.S.

Gerald Browne opined that a foundation of trust built up over the years between regulators and utilities has been eroded. Prior to the 1970's regulators allowed the utilities to perform electricity planning largely untouched.

However, in the 1970's this changed as the regulators began second guessing the utility plans and utilities could not deliver on a promise to provide low consumer prices. Trust was eroded and the regulators stepped in and are now virtually managing the utilities. Regulations have become so strict that it is too difficult for utilities to plan long term. Utilities are thus resorting to 3-

5 year time horizons and are only getting by in New England due to regional cooperation.

It appears that the situation will get worse as regulatory changes are becoming even more strict. He doubts that regulators want to get into the business of planning for the utilities. The utilities should stop asking for pre-approvals and the regulators should set broad guidelines for the industry to do its planning. The mutual trust that once existed must be rebuilt again.

Session 5 Questions: Mr. Boucher agreed with Mr. Browne that regulators do not want to take over utility planning and that too much micro-management of the utilities by the regulatory authorities has occurred. He also confirmed Mr. Browne's view that general guidelines must be defined by regulators and that trust must be rebuilt.

Mr. Tennebaum stated that the FERC had little role in applying conditions of the free trade agreement as the NEB dealt with the bulk of export applications. Mr Priddle felt the agreement had little impact on actual trade volumes although its conditions did have to be applied by the Board.

Mr. Anderson stated that proposed federal clean air legislation was still not clear as to whether utilities that over-comply with the Act's environmental standards will be able to average the remaining credits over their whole system or sell them. Mr. Browne stated that New England had the strictest environmental standards in the U.S. but that this has a high price which may make the region's industry uncompetitive. National standards should be set so that there is no economic disadvantage.

Mr. Thompson made the point that New Brunswick Power is prepared to negotiate wheeling rights with other provinces, and reiterated that these should not be legislated. The best solution is to work together. Mr. Priddle agreed with this as there is lots of room for cooperation that should be pursued.

Bradford Chase provided closing remarks to the delegates which summarized the events into 6 themes as follows:

1. it is a period of flux and change in North American electricity markets with the evolution of new trends such as least cost planning, NUGs, risk sharing, demand side management , etc.;

2. there is a growing recognition of the interaction between electricity and the environment;

3. there is a growing interdependence among market players;

4. the small consumer is emerging in importance;

5. there is difficulty in developing projections in which the industry has confidence; and finally;

6. the utilities are growing in dependence on regulators for direction while abandoning the willingness to take risks.

Mr. Chase concluded that we must develop common solutions to common problems in our common interest through reliance on the spirit behind the NICE Committee itself.

THE CONFERENCE OF THE NEW ENGLAND
GOVERNORS AND THE
EASTERN CANADIAN PREMIERS

Honourable Edward D. DiPrete
Governor of Rhode Island

Honourable Michael S. Dukakis
Governor of Massachusetts

Honourable Judd Gregg
Governor of New Hampshire

Honourable Madeleine M. Kunin
Governor of Vermont

Honourable John R. McKernan, Jr.
Governor of Maine

Honourable William A. O'Neill
Governor of Connecticut

Honourable Robert A. Bourassa
Premier of Quebec

Honourable John M. Buchanan
Premier of Nova Scotia

Honourable Joseph A. Ghiz
Premier of Prince Edward Island

Honourable Frank McKenna
Premier of New Brunswick

Honourable Clyde Wells
Premier of Newfoundland and Labrador

NORTHEAST INTERNATIONAL COMMITTEE ON ENERGY

Joseph Belanger
Office of Policy & Management
Connecticut

Richard H. Silkman
State Planning Office
Maine

Paul Gromer
Executive Office of Energy
Resources
Massachusetts

Jonathan Osgood
Governor's Energy Office
New Hampshire

Charles R. Mansolillo
Governor's Office of Energy
Assistance
Rhode Island

George Sterzinger
Department of Public Service
Vermont

Stephen Leahy
New England Governors'
Conference, Inc.

Donald E. Barnett
Department of Natural
Resources & Energy
New Brunswick

Martin Sheppard
Department of Mines & Energy
Newfoundland and Labrador

P. Carey Ryan
Department of Mines & Energy
Nova Scotia

Charles Campbell
Department of Energy &
Forestry
Prince Edward Island

Claude Desjarlais
Ministry of Energy &
Resources
Quebec

Barbara Murray
Eastern Canadian Secretariat

OFFPRINTS AVAILABLE

Offprints of the papers, slides and notes prepared by Roundtable participants are available as indicated below:

Session 1

Wallace Read:	Advancing the Electricity Option
Larry Lewis:	Electricity - Fuel of the Future?

Session 2

Geoffrey Mitchell:	The Role of Non Utility Generators and Electric Utilities in New England and Eastern Canada
John Cagnetta:	Alternatives to Utility Capacity
Paul Cavicchi:	Alternative to Utility Capacity

Session 3

Joseph Tomain:	Electricity and the Environment
André Mercier:	L'Environment et le développment électrique au Québec
Dwain Spencer:	Electricity and the Environment
Shepard Buchanan:	Electricity and the Environment
Lawrence Zimmering:	Electricity and the Environment

Session 4

James Lee:	Will Maine Buy Canadian Electricity?
Philip Otness:	Regional Electricity Trade

Session 5

Bernard Tennenbaum:	Electricity Regulation
Roland Priddle:	Electricity Regulation
Peter Boucher:	Electric Utility Issues at the State Regulation Level
John Anderson:	Electricity Regulation

DOCUMENT: 860-258/011

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS OF MUNICIPAL AFFAIRS

Press Communiqué

WHITEHORSE, Yukon
August 8-10, 1990

Press release Communiqué

WHITEHORSE - August 9, 1990

PRESS COMMUNIQUÉ

Provincial/Territorial Ministers of Municipal Affairs met in Whitehorse, August 8th and 9th for their annual meeting to discuss issues of mutual concern and to exchange ideas in the area of municipal development.

Chairing the conference was the Yukon's Minister of Community and Transportation Services, the Honourable Maurice Byblow. Several themes were pursued in the meetings including strengthening municipal government, improving financial viability and rural development.

Ministers raised several concerns regarding recent actions of the federal government and the danger of increased financial burdens being placed on municipalities and the provincial/territorial governments that support them.

The provinces and territories continue to have grave concerns about the proposed Goods and Services Tax being brought in by the federal government. In particular, the Ministers of Municipal Affairs expressed their misgivings over the federal government's implementation of the G.S.T. and its impact on municipalities. While encouraged by the federal government's commitment that municipalities would bear no greater tax burden under G.S.T. than currently, Ministers are concerned that the method of administering the G.S.T. be simple and efficient especially as it could affect smaller municipalities.

Each of the provinces and territories will be monitoring the situation closely as more information becomes available from the federal government on these matters.

The Ministers also discussed at length the need for maintaining a high level of environmental consciousness in all areas of municipal operations. In many cases, however, it was recognized by the Ministers that the price tag for such environmental protection is often beyond local means.

The Ministers will be asking the federal government to join them in a financial partnership to support environmentally sensitive municipal infrastructure projects particularly in the areas of water and sewage facilities. The Ministers also reaffirmed their previously stated position that this matter be placed before a future First Ministers' Conference.

Among the concerns raised during the conference were the announced massive increases to the radio license fees to municipalities. In recognition of the value to the general public of these municipal public safety and emergency communications services, the Ministers plan to encourage the federal government to negotiate a more reasonable and fair fee schedule.

Mr. Byblow stated that the conference also afforded the opportunity for provincial/territorial discussion on a variety of specific issues from land use planning to municipal financing.

The Ministers also expressed their thanks to Mr. Byblow for the opportunity to experience Yukon hospitality and gain greater appreciation for municipal development in the Northern Canadian context.

- 30 -

For further information:
Roger Graham
Deputy Minister
Department of Community and Transportation Services
Government of Yukon
(403) 667-5155

DOCUMENT: 860-258/011

CONFÉRENCE PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES DES AFFAIRES MUNICIPALES

Communiqué

WHITEHORSE (Yukon)
Du 8 au 10 août 1990

WHITEHORSE - Le 9 août 1990

COMMUNIQUÉ

Les ministres provinciaux et territoriaux des Affaires municipales ont tenu leur réunion annuelle à Whitehorse, les 8 et 9 août, afin de discuter de questions d'intérêt commun et d'échanger des vues sur le développement municipal.

L'honorable Maurice Byblow, ministre des Services communautaires et des Transports du Yukon, assurait la présidence. Divers thèmes ont été abordés durant la conférence, dont le renforcement des administrations municipales, l'accroissement de la viabilité financière des municipalités et le développement rural.

Les ministres ont exprimé leurs inquiétudes au sujet de mesures récemment prises par le gouvernement fédéral et du risque qu'elles entraînent un fardeau financier accru tant pour les municipalités et que pour les gouvernements provinciaux et territoriaux qui les soutiennent.

Les provinces et les territoires ont encore de sérieuses réserves au sujet de la taxe sur les produits et services (TPS) que le gouvernement fédéral propose d'instaurer. Pour leur part, les ministres des Affaires municipales se sont dits particulièrement inquiets de la mise en oeuvre de la nouvelle taxe et de son incidence sur les municipalités. Les ministres sont encouragés par l'assurance donnée par le gouvernement fédéral, qui a promis que les municipalités n'auront pas à supporter sous le régime de la TPS une fardeau fiscal plus lourd qu'à l'heure actuelle, mais ils soulignent que l'administration de la TPS doit être à la fois simple et efficace, étant donné les difficultés qu'elle pourrait susciter pour les petites municipalités.

Les provinces et les territoires se feront un devoir de suivre la situation de près, à mesure que le gouvernement fédéral livrera d'autre information en la matière.

Les ministres ont aussi longuement discuté du besoin de faire preuve d'une extrême vigilance dans toutes les sphères d'activités municipales pour ce qui concerne les questions environnementales. Ils admettent toutefois que, dans bon nombre de cas, le coût associé à la protection de l'environment dépasse les moyens financiers des collectivités locales.

Les ministres provinciaux ont résolu d'inviter le gouvernement fédéral à devenir leur partenaire financier afin de soutenir des projets d'aménagement d'infrastructures municipales qui tiennent compte des impératifs environnementaux, spécialement lorsqu'il s'agit de réseaux d'aqueducs et d'égouts. Ils ont aussi réitéré leur demande antérieure pour que cette question soit débattue au cours d'une future Conférence des Premiers ministres.

Les fortes augmentations annoncées à l'égard des droits de licences radio réclamés aux municipalités constituent une autre source de préoccupation mentionnée à la conférence. Compte tenu de l'utilité que les services municipaux d'urgence et de sécurité publique revêtent pour l'ensemble de la population, les ministres se proposent d'inciter le gouvernement fédéral à négocier un barême de droits plus raisonnable et équitable.

M. Byblow a indiqué que les représentants provinciaux et territoriaux ont également profité de la conférence pour s'entretenir sur un large éventail de questions précises, allant de l'urbanisme aux finances municipales.

Les ministres ont remercié M. Byblow de l'occasion qu'il leur a donnée de goûter à l'hospitalité des habitants du Yukon et d'acquérir une meilleure compréhension du développement municipal dans le contexte du Nord canadien.

- 30 -

Pour renseignements :

Roger Graham
Sous-ministre
Ministère des Services communautaires et des Transports
Gouvernement du Yukon
(403) 667-5155

13.08.90

DOCUMENT: 860-258/013

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS OF MUNICIPAL AFFAIRS

CONFÉRENCE PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES DES AFFAIRES MUNICIPALES

WHITEHORSE, Yukon
August 8-10, 1990

WHITEHORSE (Yukon)
Du 8 au 10 août 1990

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS **LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS**

DOCUMENT NO. NUMÉRO DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-258/011	Conference Conférence	Press Communiqué Communiqué
860-258/013	Secretariat Secrétariat	List of Public Documents Liste des documents publics

DOCUMENT: 860-260/012

INTERPROVINCIAL CONFERENCE OF MINISTERS AND DEPUTY MINISTERS OF AGRICULTURE

Press Communiqué

MONCTON (Nouveau-Brunswick)
August 21, 1990

Press release Communiqué

MONCTON - The issue of Federal off-loading of programs and services to producers and provinces and the demands of Ottawa for increased provincial cost-sharing of programs that have traditionally been a federal responsibility were of considerable concern among the Provincial Ministers of Agriculture during their annual conference Tuesday in Moncton.

The Ministers expressed disappointment with recent unilateral announcements of programs requiring provincial cost-sharing. The Ministers demanded fuller consultations in any consideration of programs in which cost-sharing is expected. Provincial ministers were unanimous in their position to accept no further off-loading of federal programs without prior consultation and agreement by both levels of government.

The Ministers of Agriculture stated the Federal Government must take full responsibility for any national programs to assist sectors in times of extreme duress or to match global trade subsidies. The Ministers supported the federal commitment to move toward a new safety net program and look forward to federal funding of this initiative. Provinces have already gone a long way in absorbing costs for what have been traditional federal expenditures for such programs as crop insurance, price stabilization, and the input cost reduction programs.

Ministers reiterated their support for the removal of technical barriers to interprovincial trade. Tuesday, provincial ministers agreed to circulate for signing a Memorandum of Understanding on a process to deal with trade barriers.

While all provinces again expressed concerns over the implementation of the Goods and Services Tax (GST), Agriculture Ministers agreed to ask the Federal Government to accept a system of farm-use certificates to handle inputs purchased by Canadian Farmers for farm purposes. Such a system would allow farmers to avoid the complex prepayment-rebate system currently proposed. The Federal Government will also be asked to fund training programs to assist farmers in dealing with the new GST requirements.

The current round of multilateral trade negotiations (MTN) expected to conclude in December will have major implications on Canadian agriculture. Ministers will be seeking a rapid direct and effective method of input into Canada's negotiations. Ministers expressed strong agreement with the statement from the First Ministers' meeting in Winnipeg that very high interest and exchange rates are not in the best interests of Canadians. Ministers stated that it is a federal responsibility to stabilize interest rates at reasonable levels if our agricultural industry is to grow and prosper to its potential.

DOCUMENT: 860-260/012

CONFÉRENCE INTERPROVINCIALE DES MINISTRES ET DES SOUS-MINISTRES DE L'AGRICULTURE

Communiqué

MONCTON (Nouveau-Brunswick)
Le 21 août 1990

MONCTON - La question du désengagement du gouvernement fédéral des programmes et des services destinés aux producteurs et aux provinces et les demandes faites par Ottawa aux provinces pour qu'elles accroissent leur part des frais des programmes qui traditionnellement ont relevé de la compétence fédérale ont suscité une vive inquiétude chez les ministres provinciaux de l'Agriculture au cours de leur conférence annuelle tenue à Moncton mardi.

Les ministres se sont dits mécontents de ce que le gouvernement fédéral ait annoncé récemment d'une manière unilatérale que les provinces devront participer aux frais de certains programmes. Les ministres ont instamment réclamé des consultations plus vastes quant aux programmes dont ils peuvent s'attendre à partager les frais. Ils ont unanimement refusé toute autre forme de désengagement fédéral sans consultation préalable et sans accord des deux ordres de gouvernement.

Les ministres de l'Agriculture ont fait savoir que le gouvernement fédéral doit entièrement assumer la charge de tout programme national visant à soutenir les secteurs agricoles par ces temps très difficiles ou verser des subventions commerciales globales équivalantes. Les ministres souscrivent à l'engagement du gouvernement fédéral d'adopter un nouveau programme de sécurité du revenu et d'étudier la possibilité de financer cette initiative. Les provinces ont déjà largement assumé les frais des programmes d'aide aux producteurs relevant traditionnellement de la compétence fédérale comme l'assurance-récolte, le régime de stabilisation des prix et les programmes de réduction des frais d'exploitation.

Les ministres ont réitéré leur appui à la levée des barrières techniques au commerce interprovincial. Mardi, les ministres provinciaux ont accepté d'approuver un protocole d'entente sur une façon de traiter de ces barrières.

Même s'ils ont à nouveau exprimé l'inquiétude de leur province à l'égard de la mise en oeuvre de la Taxe sur les produits et services (TPS), les ministres de l'Agriculture ont convenu de demander au gouvernement fédéral d'établir un système de certificats d'exemption des achats faits par les agriculteurs canadiens aux fins d'exploitation agricole. Les agriculteurs pourraient ainsi échapper au système complexe proposé actuellement de rabais aux paiements préalables. Les ministres provinciaux inviteront aussi le gouvernement fédéral à financer des programmes de formation destinés à permettre aux agriculteurs de comprendre les conditions de la nouvelle TPS.

Les négociations commerciales multilatérales en cours, qui devraient prendre fin en décembre, auront une incidence considérable sur l'agriculture canadienne. Les ministres chercheront une méthode rapide, directe et efficace de participer aux négociations canadiennes.

Les ministres appuient sans réserve les premiers ministres réunis à Winnipeg lorsqu'ils ont déclaré que les taux d'intérêt et le taux de change élevés n'étaient pas dans le meilleur intérêt des Canadiens. Les ministres ont affirmé qu'il incombait au gouvernement fédéral de stabiliser les taux d'intérêt à des niveaux acceptables pour que l'industrie agricole se développe comme elle le peut.

DOCUMENT: 860-260/014

18.09.90

INTERPROVINCIAL CONFERENCE OF MINISTERS
AND DEPUTY MINISTERS OF AGRICULTURE

CONFÉRENCE INTERPROVINCIALE DES MINISTRES
ET SOUS-MINISTRES DE L'AGRICULTURE

MONCTON, New Brunswick
August 21, 1990

MONCTON (Nouveau Brunswick)
Le 21 août 1990

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS

LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS

DOCUMENT NO. NUMÉRO DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-260/012	Chairperson Président	Press Communiqué Communiqué
860-260/014	Secretariat Secrétariat	List of Public Documents Liste des documents publics

DOCUMENT: 860-263/015

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS OF SOCIAL SERVICES

Communiqué

SAINT JOHN, New Brunswick
June 19-20, 1990

COMMUNIQUÉ

SAINT JOHN -- The following statement was issued by provincial and territorial ministers responsible for social services at the conclusion of a two day meeting in Saint John.

"As provincial and territorial ministers responsible for social services in Canada, we dealt with a number of important issues during our deliberations in Saint John.

Our foremost concern is the need to establish a means to communicate on a regular basis on social services issues with the federal government. We are concerned that a permanent arrangement is not in place to discuss matters of mutual concern with the federal minister of Health and Welfare.

Following a discussion of future directions of social policy we agreed to hold a special forum on this subject this fall in Quebec. We want to approve a strategic vision or direction for social policy in the 1990's. We have designated a committee of deputy ministers and officials to develop this document over the summer months. A set of values and principles will be prepared to guide the discussion of the approach to the overiding issue of poverty with its negative direct and indirect effects on families, children and individuals such as the aged and disabled. This document will serve as the future policy direction in all jurisdictions and as a basis for federal-provincial dialogue.

We agreed on several principles which will serve as the basis for future discussions with the federal government and native communities regarding enhanced child and family services for natives. These principles deal with funding, legislation and development of new programs and services.

We are also very concerned with the federal decision to limit cost-sharing under the Canada Assistance Plan unilaterally without formal notice as outlined in the recent British Columbia court decision. We will be writing to the federal minister to express our concern on this matter.

We also want the federal government to deal with the issue of refugee claimants and their impact on provincial social welfare systems.

The number of refugee claimants on assistance has risen dramatically in the last year and provincial social assistance programs are bearing the brunt of these additional costs.

We want to see changes in federal employment policies and practices with respect to refugee claimants and we want to meet with the federal minister, Hon. Barbara MacDougall, to deal with our concerns on this issue.

This meeting served as a valuable opportunity to exchange ideas and information on a range of topics. We will continue our annual discussions with a meeting chaired by Québec in July of next year in Québec City."

DOCUMENT: 860-263/015

RÉUNION PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES DES SERVICES SOCIAUX

Communiqué

SAINT JOHN (Nouveau-Brunswick)
Les 19 et 20 juin 1990

UC

COMMUNIQUÉ

SAINT JOHN -- Le communiqué suivant est publié par les ministres provinciaux et territoriaux responsables des services sociaux au terme d'une rencontre de deux jours tenue à Saint John.

"À titre de ministres provinciaux et territoriaux responsables des services sociaux au Canada, nous avons traité d'un certain nombre de questions importantes au cours de nos délibérations à Saint John.

Notre principale préoccupation demeure la nécessité d'établir un mécanisme de communication régulière avec le gouvernement fédéral pour ce qui est des questions des services sociaux. Nous nous inquiétons du fait qu'il n'y ait pas de mécanisme qui permette que l'on débatte, avec le ministre fédéral de Santé et bien-être social, de questions qui nous intéressent mutuellement.

À la suite d'une discussion sur les orientations futures des politiques sociales, nous avons convenu de tenir un colloque spécial sur la question dès l'automne à Québec. Nous voulons approuver une orientation ou une vision stratégique relative aux questions sociales dans les années 1990. Nous réunirons, pour ce faire, un comité constitué de sous-ministres et de fonctionnaires qui élaborera ce document au cours de l'été. Un ensemble de valeurs et de principes sera énoncé pour guider la discussion sur l'approche à adopter par rapport à la question primordiale de la pauvreté et de ses effets négatifs directs et indirects sur les familles, les enfants et les individus comme les personnes âgées et handicapées. Le document servira d'orientation future pour toutes les juridictions et ouvrira le dialogue entre les instances fédérales et provinciales.

Nous nous sommes entendus sur plusieurs principes qui serviront de base aux délibérations futures avec le gouvernement fédéral et les collectivités autochtones portant sur des services améliorés pour la famille et les enfants autochtones. Ces principes portent sur le financement, la législation, l'élaboration de nouveaux programmes et services.

Nous nous préoccupons aussi vivement de la décision fédérale de limiter unilatéralement et sans avis officiel le partage des coûts en vertu du Régime d'assistance publique du Canada, tel qu'énoncé dans la décision rendue récemment par la cour de la Colombie-Britannique. Nous écrirons au ministre fédéral afin de lui faire part de nos inquiétudes à cet égard.

Nous voulons aussi que le gouvernement fédéral se penche sur la question des revendicateurs du statut de réfugié et de

l'incidence qu'ils ont sur les systèmes provinciaux d'aide sociale.

Le nombre de revendicateurs du statut de réfugié qui bénéficient des prestations d'aide sociale a augmenté de façon dramatique au cours de la dernière année et les programmes provinciaux d'aide sociale assument le fardeau de ces coûts additionnels.

Nous voulons que des changements soient apportés aux politiques fédérales d'emploi ainsi qu'aux pratiques concernant les revendicateurs du statut de réfugié et nous souhaitons rencontrer la ministre, Mme Barbara MacDougall, dans le but de traiter de nos préoccupations sur cette question.

Cette rencontre a permis des échanges fructueux d'idées et d'informations sur divers sujets. Nous poursuivrons à Québec, en juillet 1991, nos discussions annuelles à l'occasion d'une rencontre organisée sous la présidence du Québec."

PROVINCIAL-TERRITORIAL CONFERENCE OF MINISTERS OF SOCIAL SERVICES

CONFÉRENCE PROVINCIALE-TERRITORIALE DES MINISTRES DES SERVICES SOCIAUX

SAINT JOHN, New Brunswick
June 19-20, 1990

SAINT JOHN (Nouveau-Brunswick)
Les 19 et 20 juin 1990

LIST OF PUBLIC DOCUMENTS **LISTE DES DOCUMENTS PUBLICS**

DOCUMENT NO. NUMÉRO DU DOCUMENT	SOURCE ORIGINE	TITLE TITRE
860-263/015		Communique Communiqué
860-263/020	Secretariat Secrétariat	List of Public Documents Liste des documents publics